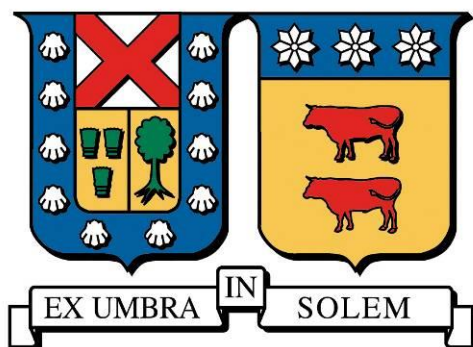




**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO - CHILE**

**“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE
GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN
PROYECTOS SOLARES ASOCIATIVOS
PARA EL SECTOR HOTELERO DE LA
REGIÓN DE VALPARAÍSO”**

LEANDRO NICOLÁS MENDOZA VALLEJOS

Memoria de Titulación para optar al Título de:

INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA

Profesor Guía: Dr. Ing. Alex Flores Madariaga

Profesor Co-referente: Mg. Ing. Jaime Espinoza Silva

Octubre 2019

RESUMEN

Actualmente Chile se encuentra en un periodo de transición en donde se busca que gradualmente la matriz energética nacional vaya adquiriendo un mayor porcentaje de generación en base a ERNC, lo cual es una meta que impone la Política Energética Nacional de aquí al año 2050, donde se espera que al menos un 70% de la matriz sea en base a estas componentes energéticas.

En respuesta a lo anterior, la Ley N°20.571 de Net Billing ha promovido la generación de este tipo a nivel residencial, alcanzando a febrero del año 2019 más de 28 [MW] donde el mayor porcentaje de aquella potencia instalada es en base a energía solar. Si bien aquellas cifras pueden parecer altas, es solamente un pequeño porcentaje de la capacidad instalada total, esto se debe principalmente a que con los precios actuales de la tecnología y el modelo que sigue la actual Ley no presentaría un gran incentivo para el consumidor nacional, dado que según los análisis realizados en el presente informe, a pesar de que los proyectos son rentables, presentan un alto periodo de retorno a la inversión, los cuales superan los 10 años en los casos aislados para la región de Valparaíso.

Lo anterior da para indagar otras posibilidades de modelos, ante lo cual surge la evaluación del modelo asociativo que propone la Ley N°21.118 a la Ley de Net Billing.

Dichas modificaciones se llevan a cabo a 4 hostales de la región de Valparaíso (Loft Waddington, La Casa de Henao, The Yellow House y Casa Lastra), con distintos perfiles de demanda, los cuales una vez caracterizados, se ajustan a distintos niveles de generación, buscando que se maximice el autoconsumo, obteniendo que la instalación debería contemplar entre 6 y 7 [kW] instalados solares. A partir de la generación estimada, se obtiene que, en base al área disponible, inversión inicial e indicadores económicos, sería pertinente implementar una instalación de 7 [kW] sobre la cafetería en construcción del Loft

Waddington, donde se obtendría un VAN de \$4.339.420, una TIR de 16% y un periodo de retorno a la inversión de 9 años.

En las entrevistas realizadas a los socios, coinciden en que un periodo de retorno atractivo sería de 5 años, por lo que se evalúa el nivel de precios requerido para cumplir aquella condición. Dichos costos, deben estar bajo los 1000 [USD/kW] para satisfacer aquella condición, lo cual está lejos de la realidad nacional, al menos a baja escala.

Por último, se evalúan posibles mejoras al marco normativo, incluyendo el modelo de Net Metering el cual entrega indicadores económicos levemente mayores, alcanzando un VAN de \$5.197.122, una TIR de un 18% y un payback de 8 años. Por otro lado, se evalúa un subsidio a la inversión de un 30%, el cual, si presentaría mejoras sustantivas a la rentabilidad, pudiendo hacer más atractivo invertir en estos proyectos, ya que para la misma instalación se alcanza un VAN de \$5.969.152, una TIR de un 23% y un payback de 6 años. Sumado a lo anterior, se plantea un cambio de tecnología en los paneles, pasando a paneles fotovoltaicos de capa fina, los cuales presentan un menor precio por unidad de potencia. En este caso se obtienen levemente mejores indicadores, obteniendo un VAN de \$5.550.279 y una TIR de 18% con un retorno de 8 años para la opción de 7 [kW]. Sin embargo, esta opción se vuelve poco viable dado que el área que utilizan este tipo de paneles es bastante mayor a la que se requeriría con paneles policristalinos, y en el caso de este conjunto de hostales, la limitante principal (aparte del presupuesto) es el área disponible en las techumbres. En este caso, esta mejora sería recomendable para un proyecto que cuente con una gran superficie disponible.

ABSTRACT

Chile is currently in a period of transition where it is sought that gradually the national energy matrix will acquire a higher percentage of generation based on No Conventional Renewables Energies, which is a goal imposed by the National Energy Policy by 2050, where It expects that at least 70% of the matrix will be based on these energy components.

In response to the above, Law N°20.571 of Net Billing has promoted the generation of this type at the residential level, reaching by February 2019 more than 28 [MW] where the largest percentage of that installed power is based on solar energy. Although those figures may seem high, it is only a small percentage of the total installed capacity, this is mainly due to the fact that with the current prices of the technology and the model that follows the current Law would not present a great incentive for the national consumer, given that according to the analyzes made in this report, despite the fact that the projects are profitable, they present a high period of return on investment, which exceeds 10 years in isolated cases for the Valparaíso region.

The above gives to investigate other possibilities of models, before which arises the evaluation of the associative model proposed by Law N°21.118 to the Law of Net Billing.

These modifications are carried out at 4 hostels in the Valparaíso region (Loft Waddington, La Casa de Henao, The Yellow House and Casa Lastra), with different demand profiles, which once characterized, are adjusted to different levels of generation, seeking to maximize self-consumption, obtaining that the installation should contemplate between 6 and 7 [kW] installed solar. From the estimated generation, it is obtained that, based on the available area, initial investment and economic indicators, it would be pertinent to implement a 6 [kW] installation on the coffee shop under construction of the Loft Waddington, where a NPV of \$4.339.420, an IRR of 16% and a return on investment period of 9 years.

In the interviews conducted with the partners, they agree that an attractive return period would be 5 years, so the price level required to meet that condition is evaluated. These costs must be under 1000 [USD/kW] to satisfy that condition, which is far from the national reality, at least on a small scale.

Finally, possible improvements to the regulatory framework are evaluated, including the Net Metering model which provides slightly higher economic indicators, reaching a NPV of \$ 5.197.122, an IRR of 18% and an 8-year payback. On the other hand, an investment subsidy of 30% is evaluated, which would present substantial improvements to profitability, making it more attractive to invest in these projects, since for the same installation a NPV of \$ 5.969.152 is reached, a IRR of 23% and a payback of 6 years. In addition to the above, there is a change in technology in the panels, moving to thin-film photovoltaic panels, which have a lower price per unit of power. In this case, slightly better indicators are obtained, obtaining a NPV of \$ 5.550.279 and an IRR of 18% with a return of 8 years for the option of 7 [kW]. However, this option becomes less viable given that the area used by this type of panels is much larger than would be required with polycrystalline panels, and in the case of this group of hostels, the main limitation (apart from the budget) is the area available in the roofs. In this case, this improvement would be advisable for a project that has a large area available.

GLOSARIO

Net Billing	:	Facturación Neta.
Net Metering	:	Balance Neto.
FiT	:	Feed-in Tariff.
ERNC	:	Energías Renovables No Convencionales.
PV/FV	:	Fotovoltaico.
AVALPO	:	Agrupación de Hostales, Hospedajes y Residenciales de Valparaíso.
CORFO	:	Corporación de Fomento a la Producción.
CC	:	Corriente Continua.
CA	:	Corriente Alterna.
SEC	:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
CNE	:	Comisión Nacional de Energía.
PTSP	:	Programa Techos Solares Públicos.
VAN	:	Valor Actual Neto
TIR	:	Tasa Interna de Retorno.
DS	:	Decreto Supremo.
SIC	:	Sistema Interconectado Central.
SING	:	Sistema Interconectado Norte Grande.
Payback	:	Periodo de retorno de una Inversión.
P_M	:	Potencia Nominal del Módulo FV.
A_M	:	Área del Módulo FV.
η_M	:	Eficiencia del Módulo FV.
E_M	:	Energía Nominal del Módulo FV.
E_T	:	Energía perdida por aumento de la temperatura.
E_E	:	Energía Efectiva del Módulo FV.
T_N	:	Temperatura Nominal del Módulo FV.
T_M	:	Temperatura del Módulo FV.
STC	:	Condiciones Estándar de Prueba.
NOCT	:	Temperatura Normal de Operación de Celda FV.

INDICE

1.	INTRODUCCION	1
2.	OBJETIVOS	3
2.1.	OBJETIVO GENERAL	3
2.2.	OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	3
3.	METODOLOGIA.	4
4.	ESTADO DEL ARTE.....	6
4.1.	CONTEXTO NACIONAL.....	6
4.1.1.	SITUACIÓN DE HOSTALES EN LA REGIÓN DE VALPARAÍSO	6
4.1.2.	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	8
4.2.	MARCOS NORMATIVOS EN EL MUNDO	17
4.2.1.	ESTADOS UNIDOS	17
4.2.2.	BRASIL.....	20
4.2.3.	ALEMANIA	21
4.3.	ANTECEDENTES TÉCNICOS	24
4.3.1.	CONCEPTOS Y FORMAS DE OPERACIÓN	24
4.3.2.	RECURSO SOLAR EN CHILE	31
4.3.3.	DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN FV.....	35
5.	ANÁLISIS	38
5.1.	ASPECTOS QUE INCIDEN EN LA EVALUACIÓN	38
5.1.1.	REGISTRO DE CONSUMOS	38
5.1.2.	UBICACIÓN	42
5.1.3.	PERFILES DE DEMANDA.....	43
5.1.4.	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.....	48
5.1.5.	COSTOS DE MÓDULOS DE GENERACIÓN	52
5.1.6.	GENERACIÓN FOTOVOLTAICA	54
6.	ANÁLISIS ECONÓMICO	60
6.1.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	60
6.2.	EVALUACIÓN INSTALACIONES AISLADAS	62
6.3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	64

7.	POSIBLES MEJORAS	68
7.1.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE POSIBLES MEJORAS	69
7.1.1.	NET METERING	69
7.1.2.	SUBSIDIO A LA INVERSIÓN	70
7.1.3.	TECNOLOGÍA ALTERNATIVA DE PANELES	71
8.	RECOMENDACIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	74
9.	CONCLUSIONES	75
10.	REFERENCIAS.....	78
11.	ANEXOS	84
11.1.	ANEXO A: TABLAS DE GENERACIÓN HORARIA EN FUNCIÓN DEL MES	84
11.2.	ANEXO B: TABLAS PARA ANÁLIS ECONÓMICO	96
11.3.	ANEXO C: DETALLES DE EQUIPOS	126
11.4.	ANEXO D: DETALLES LEY N°21.118.....	131

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 4.1 - MODIFICACIÓN DE LOS TIEMPOS DE TRAMITACIÓN DE PROYECTOS RESIDENCIALES.	9
FIGURA 4.2 - PROCESO DE INSTALACIÓN DE EQUIPO DE GENERACIÓN ACORDE A LEY 20.571	10
FIGURA 4.3 - AZOTEA DEL PALACIO DE LA MONEDA, DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA TECHUMBRE CON PANELES FOTOVOLTAICOS.	11
FIGURA 4.4 - NÚMERO DE INSTALACIONES DECLARADAS POR MES.	12
FIGURA 4.5 - PRECIO NETO POR [KWP] INSTALADO EN FUNCIÓN DEL TAMAÑO DE LA PLANTA.	14
FIGURA 4.6 - CAPACIDAD INSTALADA DE PROYECTOS SOLARES EN CALIFORNIA.....	18
FIGURA 4.7 - ACUMULACIÓN DE PROYECTOS SOLARES EN CALIFORNIA	18
FIGURA 4.8 - ESQUEMA DE VIRTUAL NET METERING EN CALIFORNIA.	19
FIGURA 4.9 - POTENCIA [KW] CONECTADA A LA RED POR AÑO Y TRIMESTRE EN BRASIL.	21
FIGURA 4.10 - PORCENTAJE DE ERNCS CONECTADAS A LA RED DE CONSUMO EN ALEMANIA.	22
FIGURA 4.11 - FIT PARA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN FUNCIÓN DE LA FECHA DE PUESTA EN MARCHA.....	23
FIGURA 4.12 - ESQUEMATIZACIÓN GENERAL DEL FUNCIONAMIENTO DE INSTALACIONES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	24
FIGURA 4.13 - TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS.	26
FIGURA 4.14 – ÁNGULOS RELEVANTES EN UN PANEL FOTOVOLTAICO.	27
FIGURA 4.15 - POTENCIA DE SALIDA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CON RELACIÓN A POTENCIA NOMINAL.	27
FIGURA 4.16 – INVERSOR.....	28
FIGURA 4.17 - MEDIDOR BIDIRECCIONAL.	29
FIGURA 4.18 - INSTALACIÓN PARALELA A LA SUPERFICIE.	29
FIGURA 4.19 - INSTALACIÓN INCLINADA CON RESPECTO A LA SUPERFICIE.	30
FIGURA 4.20 - POTENCIAL ERNC DISPONIBLE EN CHILE, POR REGIONES.	32
FIGURA 4.21 - ESTIMACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ANUAL [KWH] PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE DISTINTAS POTENCIAS INSTALADAS Y CIUDADES DE CHILE.	33
FIGURA 4.22 - NÚMERO DE PROYECTOS Y POTENCIA TOTAL POR REGIÓN.....	34
FIGURA 5.1 - REGISTRO DE ARTEFACTOS.	38
FIGURA 5.2 - REGISTRO DE CONSUMO.....	39
FIGURA 5.3 - INDICADORES MENSUALES.	40
FIGURA 5.4 - HISTORIAL DE CONSUMO.	40

FIGURA 5.5 – ESTIMACIÓN DE CONSUMO.	41
FIGURA 5.6 - MAPA CON LOS ESTABLECIMIENTOS QUE SE INTERESAN EN PARTICIPAR EN PROYECTOS SOLARES ASOCIATIVOS.	42
FIGURA 5.7 - DEMANDA DIARIA DE ENERGÍA EN PERIODO DE VERANO E INVIERNO PARA LOFT WADDINGTON.	44
FIGURA 5.8 - DEMANDA DIARIA DE ENERGÍA EN PERIODO DE VERANO E INVIERNO PARA HOSTAL THE YELLOW HOUSE.	44
FIGURA 5.9 - DEMANDA DIARIA DE ENERGÍA EN PERIODO DE VERANO E INVIERNO PARA HOSTAL LA CASA DE HENAO.	45
FIGURA 5.10 - DEMANDA DIARIA DE ENERGÍA EN PERIODO DE VERANO E INVIERNO PARA HOSTAL CASA LASTRA.	45
FIGURA 5.11 - DEMANDA DIARIA PARA EL CONJUNTO DE ESTABLECIMIENTOS, EN PERIODO DE VERANO.	46
FIGURA 5.12 - DEMANDA DIARIA PARA EL CONJUNTO DE ESTABLECIMIENTOS, EN PERIODO DE INVIERNO.	47
FIGURA 5.13 - NIVELES DE RADIACIÓN DIARIOS PARA AZIMUT 180°N, PARA DISTINTAS INCLINACIONES, PARA EL MES DE ENERO.	48
FIGURA 5.14 - SUPERFICIE DE TECHUMBRE DEL HOSTAL THE YELLOW HOUSE.	49
FIGURA 5.15 - TECHUMBRE DISPONIBLE DEL HOSTAL LA CASA DE HENAO B&B.	50
FIGURA 5.16 - TERRENO EN EL QUE SE CONSTRUIRÁ CAFETERÍA EN LOFT WADDINGTON.	51
FIGURA 5.17 - DISTRIBUCIÓN DE COSTOS DE UN PROYECTO FOTOVOLTAICO DENTRO DEL MERCADO NACIONAL.	53
FIGURA 5.18 - DEMANDA V/S GENERACIÓN EN PERIODO DE INVIERNO, PARA UNA INSTALACIÓN DE 6 [KW], EN VALPARAÍSO.	56
FIGURA 5.19 - DEMANDA V/S GENERACIÓN EN PERIODO DE VERANO, PARA UNA INSTALACIÓN DE 6 [KW], EN VALPARAÍSO.	56
FIGURA 5.20 - DEMANDA V/S GENERACIÓN EN PERIODO DE INVIERNO, PARA UNA INSTALACIÓN DE 7 [KW], EN VALPARAÍSO.	57
FIGURA 5.21 - DEMANDA V/S GENERACIÓN EN PERIODO DE VERANO, PARA UNA INSTALACIÓN DE 7 [KW], EN VALPARAÍSO.	57
FIGURA 5.22 - GRÁFICO EXPLICATIVO DEL USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA CON SISTEMA DE GENERACIÓN FV CON INYECCIÓN DE EXCEDENTES.	59
FIGURA 6.1 - VARIACIÓN DEL PERIODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN EN FUNCIÓN DEL COSTO DEL SISTEMA FV EN [USD/KW].	64
FIGURA 6.2 - TENDENCIA DE LOS PRECIOS EN [USD/KW], PARA LAS PRINCIPALES POTENCIAS MUNDIALES EN ENERGÍA SOLAR.	66

FIGURA A1 - ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PANEL SOLAR UTILIZADO PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA.....	126
FIGURA A2 - ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE INVERSOR UTILIZADO PARA EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA.	129
FIGURA A3 - INVERSOR OFRECIDO POR EMPRESA INSTALADORA.....	129
FIGURA A4 - ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PANEL FOTOVOLTAICO CAPA FINA, UTILIZADO PARA EVALUAR POSIBLES MEJORAS.	130

INDICE DE TABLAS

TABLA 4.1 - ESTABLECIMIENTOS DE AVALPO.....	7
TABLA 4.2 - DESCRIPCIÓN DE LAS TARIFAS DE BAJA TENSIÓN.	16
TABLA 5.1 - PORCENTAJE DE LA DEMANDA ANUAL DEL CONJUNTO POR ESTABLECIMIENTO.	48
TABLA 5.2 - DESGLOSE DE COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA "ON-GRID".	52
TABLA 5.3 - DATOS DE ENTRADA PANEL FOTOVOLTAICO.....	55
TABLA 5.4 - ENERGÍA GENERADA POR PANEL EN INVIERNO, PARA UN AZIMUT DE 180° Y ORIENTACIÓN DE 33°, EN VALPARAÍSO.....	55
TABLA 5.5 - ENERGÍA GENERADA POR PANEL EN VERANO, PARA UN AZIMUT DE 180° Y ORIENTACIÓN DE 33°, EN VALPARAÍSO.....	55
TABLA 6.1 - RESUMEN DE RESULTADOS PARA EVALUACIÓN DE INSTALACIÓN ASOCIATIVA.....	61
TABLA 6.2 - POTENCIAS A EVALUAR PARA CASOS AISLADOS.....	62
TABLA 6.3 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA LAS PROPUESTAS INDIVIDUALES.....	63
TABLA 6.4 - INDICADORES ECONÓMICOS DE LA QUE SERÍAN LAS CONDICIONES ÓPTIMAS DE INVERSIÓN.	65
TABLA 6.5 - ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA VARIACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA.	67
TABLA 7.1 - RESUMEN DE RESULTADOS PARA IMPLEMENTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA BAJO EL SISTEMA NET METERING.....	69
TABLA 7.2 - RESUMEN DE RESULTADOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA CON UN SUBSIDIO A LA INVERSIÓN ESTATAL DE UN 30%.	70
TABLA 7.3 - DATOS DE ENTRADA PANEL FOTOVOLTAICO CAPA FINA.	72
TABLA 7.4 - RESUMEN DE RESULTADOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA CONSIDERANDO PANELES FOTOVOLTAICOS DE CAPA FINA.	72
TABLA A1 - GENERACIÓN HORARIA MENSUAL PARA UNA INSTALACIÓN DE 6 [KW] EN VALPARAÍSO.....	84
TABLA A2 - GENERACIÓN MENSUAL HORARIA PARA UNA INSTALACIÓN DE 7 [KW] EN VALPARAÍSO.....	87
TABLA A3 - GENERACIÓN MENSUAL HORARIA PARA UNA INSTALACIÓN DE 6 [KW] CAPA FINA EN VALPARAÍSO.	90

TABLA A4 - GENERACIÓN MENSUAL HORARIA PARA UNA INSTALACIÓN DE 7 [KW] CAPA FINA EN VALPARAÍSO.	93
TABLA A5 – BALANCE DE ENERGÍA PARA LA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW]	96
TABLA A6 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN DE 6 [KW] EN VALPARAÍSO.....	96
TABLA A7 - PROYECCIÓN DEL PRECIO DE COMPRA (AHORRO) Y VENTA DE ENERGÍA CONSIDERANDO UN REAJUSTE DE UN 3% ANUAL.	97
TABLA A8 - ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW] EN VALPARAÍSO.....	97
TABLA A9 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW] EN VALPARAÍSO.	97
TABLA A10 - BALANCE DE ENERGÍA PARA LA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW].....	98
TABLA A11 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN DE 7 [KW] EN VALPARAÍSO.....	98
TABLA A12 - ANÁLISIS ECONÓMICO PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW] EN VALPARAÍSO.....	99
TABLA A13 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW] EN VALPARAÍSO.....	99
TABLA A14 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2 [KW] EN LOFT WADDINGTON.	100
TABLA A15 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2 [KW] PARA LOFT WADDINGTON.	100
TABLA A16 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2 [KW] EN LOFT WADDINGTON.	101
TABLA A17 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2 [KW] EN LOFT WADDINGTON.	101
TABLA A18 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2,5 [KW] EN LOFT WADDINGTON.	102
TABLA A19 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2,5 [KW] PARA LOFT WADDINGTON.	102
TABLA A20 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2,5 [KW] EN LOFT WADDINGTON.	103
TABLA A21 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2,5 [KW] EN LOFT WADDINGTON.	103
TABLA A22 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,7 [KW] EN HOSTAL CASA DE HENAO.	104

TABLA A23 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,7 [KW] PARA HOSTAL CASA DE HENAO.	104
TABLA A24 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,7 [KW] EN HOSTAL CASA DE HENAO.	105
TABLA A25 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,7[KW] EN HOSTAL CASA DE HENAO.	105
TABLA A26 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2 [KW] EN HOSTAL CASA DE HENAO.	106
TABLA A27 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2 [KW] PARA HOSTAL CASA DE HENAO.....	106
TABLA A28 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2 [KW] EN HOSTAL CASA HENAO.	107
TABLA A29 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 2 [KW] EN HOSTAL CASA HENAO.	107
TABLA A30 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,3 [KW] EN HOSTAL THE YELLOW HOUSE.....	108
TABLA A31 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,3 [KW] PARA HOSTAL THE YELLOW HOUSE.....	108
TABLA A32 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,3 [KW] EN HOSTAL THE YELLOW HOUSE.....	109
TABLA A33 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,3 [KW] EN HOSTAL THE YELLOW HOUSE.....	109
TABLA A34 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,6 [KW] EN HOSTAL THE YELLOW HOUSE.....	110
TABLA A35 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,6 [KW] PARA HOSTAL THE YELLOW HOUSE.....	110
TABLA A36 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,6 [KW] EN HOSTAL THE YELLOW HOUSE.....	111
TABLA A37 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN AISLADA DE 1,6 [KW] EN HOSTAL THE YELLOW HOUSE.....	111
TABLA A38 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 5 [KW].	112
TABLA A39 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 5 [KW].....	112

TABLA A40 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 5 [KW].	113
TABLA A41 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 5 [KW].....	113
TABLA A42 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 8 [KW].	114
TABLA A43 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 8 [KW].	114
TABLA A44 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 8 [KW].	115
TABLA A45 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 8 [KW].....	115
TABLA A46 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW] BAJO SISTEMA NET METERING.....	116
TABLA A47 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN DE 6 [KW] BAJO SISTEMA NET METERING.	116
TABLA A48 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW] BAJO EL SISTEMA NET METERING.	117
TABLA A49 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW] BAJO EL SISTEMA NET METERING.	117
TABLA A50 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW] BAJO SISTEMA NET METERING.....	118
TABLA A51 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN DE 7 [KW] BAJO SISTEMA NET METERING.	118
TABLA A52 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW] BAJO EL SISTEMA NET METERING.	119
TABLA A53 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW] BAJO EL SISTEMA NET METERING.	119
TABLA A54 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW] UTILIZANDO UN SUBSIDIO A LA INVERSIÓN DE UN 30% POR PARTE DEL ESTADO.	120
TABLA A55 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW] UTILIZANDO UN SUBSIDIO A LA INVERSIÓN DE UN 30% POR PARTE DEL ESTADO.....	120
TABLA A56 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW] UTILIZANDO UN SUBSIDIO A LA INVERSIÓN DE UN 30% POR PARTE DEL ESTADO.	121

TABLA A57 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW] UTILIZANDO UN SUBSIDIO A LA INVERSIÓN DE UN 30% POR PARTE DEL ESTADO.....	121
TABLA A58 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW], CONSIDERANDO PANEL TIPO CAPA FINA.	122
TABLA A59 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW], CONSIDERANDO PANEL TIPO CAPA FINA.	122
TABLA A60 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW], CONSIDERANDO PANEL TIPO CAPA FINA.	123
TABLA A61 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 6 [KW], CONSIDERANDO PANEL TIPO CAPA FINA.....	123
TABLA A62 - BALANCE DE ENERGÍA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW], CONSIDERANDO PANEL TIPO CAPA FINA.	124
TABLA A63 - PROYECCIÓN DE GENERACIÓN, AUTOCONSUMO E INYECCIÓN DE EXCEDENTES POR AÑO, PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW], CONSIDERANDO PANEL TIPO CAPA FINA.	124
TABLA A64 - EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW], CONSIDERANDO PANEL TIPO CAPA FINA.	125
TABLA A65 - INDICADORES ECONÓMICOS PARA UNA INSTALACIÓN ASOCIATIVA DE 7 [KW], CONSIDERANDO PANEL TIPO CAPA FINA.....	125

1. INTRODUCCION

Con el correr de los años, muchos son los países que suman programas de eficiencia energética e incentivos a la utilización de ERNC. Si bien Chile, no es un país pionero en esta temática como Alemania o Estados Unidos, es una nación que cuenta con un enorme potencial en estos tipos de energías, por lo cual, su crecimiento ha sido más rápido de lo esperado en los últimos años, superando las metas establecidas de potencia instalada con base en ERNC, alcanzando cerca de un 20% a finales del año 2017. Es por lo anterior, que los objetivos en la materia son más ambiciosos, esperando que al año 2035 constituyan un 60% de la matriz energética, y al menos un 70% al año 2050.

Muchas son las medidas que se han tomado para reforzar el crecimiento, sin embargo, hay una ley que va directamente relacionada con los consumidores residenciales, ésta es la Ley N°20.571: Generación Distribuida, la cual incentiva la instalación de sistemas ERNC y mini centrales hidráulicas, con la finalidad de sustentar parcial o totalmente el consumo eléctrico, y eventualmente, verter los excesos a la red, obteniendo un incentivo por ello mediante el procedimiento de facturación neta (Net Billing).

La ley de generación distribuida, recibe distintos tipos de incentivos dependiendo del país, por ejemplo, en países como Brasil o Estados Unidos (California), los incentivos se entregan según medición neta (Net Metering), en cambio, en países como Alemania o Japón, los incentivos son tarifas fijas, que se mantienen por el periodo de vida útil de la instalación (Feed-in Tariff, FIT).

Prácticamente la totalidad de los proyectos nacionales son de generación fotovoltaica, por lo que el análisis se realizara en base a la instalación de un sistema de este tipo.

A pesar de que los precios para las instalaciones fotovoltaicas descienden día a día, aún no tienen un precio accesible para la gran parte de la población, sumado a esto, a medida que es menor la potencia instalada, mayor es el precio por [kWp] instalado. Lo anterior da para pensar en alguna posible modificación al marco regulatorio, lo que se ve reflejado en la recientemente emitida Ley N°21.118, que modifica la ley general de servicios eléctricos, con la finalidad de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales mediante proyectos asociativos.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar técnica y económicamente la aplicación del marco regulatorio de las Leyes N° 20.571 y N° 21.118, para definir una estrategia de implementación de sistemas solares fotovoltaicos para generación distribuida en el sector hotelero de la Región de Valparaíso.

2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Indagar y analizar la legislación referida a generación distribuida, tanto nacional como internacionalmente, con la finalidad de tener una visión global de las distintas formas de incentivo existentes.
- Detallar los aspectos técnicos, procedimientos y requerimientos tecnológicos de la generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos, además de los procedimientos establecidos para optar a una instalación de este tipo en la V Región.
- Evaluar técnicamente, según los requerimientos energéticos de los establecimientos hoteleros preseleccionados, la implementación de un sistema solar fotovoltaico on-grid.
- Evaluar económicamente la propuesta, optimizando el número de hoteles asociados, para lograr una capacidad instalada y operación estable para el proyecto.
- Plantear un método de control para el sistema propuesto y adaptación al marco regulatorio actual.

3. METODOLOGIA.

Se debe tener claridad que la metodología desarrollada esta específicamente orientada a poder cumplir con los objetivos indicados en el capítulo 2.

- **INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA Y PLANTEAMIENTO DE LA PROBLEMÁTICA.**

En este aspecto se investigará el contexto de la Generación Distribuida tanto nacional como internacionalmente, dando énfasis a lo que es la generación en condominios residenciales, para ser capaz de lograr interpretar alguna problemática en el marco regulatorio actual.

Por otro lado, también se investigarán los alcances tecnológicos de la tecnología solar fotovoltaica, describiendo las principales configuraciones en los paneles fotovoltaicos, además de hacer una breve síntesis de lo que depara el futuro de este tipo de instalaciones.

- **EVALUACIÓN TÉCNICA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA ASOCIATIVA.**

Se llevará una evaluación técnica, la cual conlleva una estimación de la demanda de cada hostal a analizar, seguido de un dimensionamiento de la capacidad de generación de la planta, a través de métodos analíticos en base a cartografía solar disponible para el territorio nacional.

- **EVALUACIÓN ECONÓMICA EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA ASOCIATIVA.**

Evaluación con la finalidad analizar la viabilidad económica del proyecto, en donde se realizará un desglose acabado de los costos implicados y se entregarán los indicadores económicos como el VAN, TIR y Payback.

- **REALIZAR UN ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS TANTO EN LA EVALUACIÓN TÉCNICA COMO ECONÓMICA.**

En este punto, se identificarán las virtudes y falencias de cada supuesto realizado en el apartado anterior, discriminando qué combinación es la que mejores condiciones tanto monetarias como energéticas ofrece.

- **EVALUAR MEJORAS AL MARCO REGULATORIO ACTUAL.**

A partir de los resultados obtenidos, se plantean posibles mejoras a las condiciones actuales, desde modificaciones al marco regulatorio, hasta cambios en las curvas de demanda, con la finalidad de ver la forma en que los indicadores económicos se optimicen.

4. ESTADO DEL ARTE

4.1. CONTEXTO NACIONAL

4.1.1. SITUACIÓN DE HOSTALES EN LA REGIÓN DE VALPARAÍSO

Es sabido que el rubro turístico de Valparaíso es un factor importante dentro de la región, dado los grandes ingresos que genera esta actividad. Sin embargo, con lo últimos acontecimientos políticos/privados, resulta difícil asegurar una estabilidad de ocupación durante los periodos estivales. Lo anterior ha llevado a que los administradores de estos establecimientos, se vean en la necesidad de variar el modelo de negocios, apuntando a la sustentabilidad, la cual es valorada por el consumidor principalmente europeo, quienes representan la mayoría de reservas en el rubro hotelero analizado.

Siguiendo el camino de la sustentabilidad, es que SERNATUR ha presentado una serie de sellos de calidad, entre ellos el Sello Q (Calidad Turística) y el Sello S (Turismo Sustentable). Dado que los hostales en su mayoría son atendidos por sus propios dueños, es decir, no cuentan con un personal de planta que pueda realizar labores de gestión de calidad, les resulta dificultoso tener que realizar este tipo de certificaciones.

Es por lo anterior, que la Secretaría Ministerial de Energía de la Región, propone en conjunto con la Agrupación de Hospedajes, Hostales y Residenciales de Valparaíso (AVALPO), en el marco del Programa Gestiona Energía MiPyMEs, realizar capacitaciones sobre gestión de la energía, cuyo objetivo es concientizar sobre el uso de la energía y a su vez entregar una herramienta de gestión de la energía (descrita posteriormente), para registrar consumos y caracterizaciones del uso de sus artefactos eléctricos, para la implementación de un sistema integrado de gestión de la energía, el cual, sirva para evaluar la posibilidad de realizar proyectos asociativos entre los integrantes de la agrupación, por ejemplo, uno solar fotovoltaico.

Los establecimientos pertenecientes a la agrupación se adjuntan a continuación, en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 - Establecimientos de AVALPO.

NOMBRE	TELÉFONO	DIRECCIÓN	EMAIL
Rincón Marino	56 9 7497 1909	San Ignacio 454	elrinconmarino@yahoo.es
Hostal Mirenart	56 9 7698 3434	Calle Trece 210 Cerro Monjas	mirenart@gmail.com
Recuerdos De Familia	56 9932 44132	Taqueadero 499 - 502	recuerdosdefamilia@vtr.net
Hostal Puerto Encantado	56 9 9297 3714	Victoria 2431	info@puertoencantado.cl
Camila 109	56 9 5197 8377	Camila 109, Valparaíso	info@camila109.cl
Hostal El Almendral	56 9 8345 8383	12 De Febrero 315	hostalelalmendral@gmail.com
Hostal Offenbacher		Balmaceda 102, Cerro Castillo	contacto@offenbacher-hof.cl
El Mirador	56 9 9733 3347	Levarte 251	elmiradordevalparaíso@yahoo.com
Loft Wadighton	56 9 9186 6176	Calle Waddington 284 - 290, Playa Ancha	contacto@loftwaddington.cl
Ecomapu Travel	56 9 9510 7772	Pedro León Gallo #457, Playa Ancha	info@ecomapu.com
Yellow House	56 9 8137 0839	Capitán Muñoz Gamero 91, Cerro Artillería	theyellowhousechile@gmail.com
Residencia En El Cerro	56 9 8776 0993	Pierre Loti 51	residenciaenelcerro@gmail.com
Casa Ferrari 406		Ricardo De Ferrari 402	info@ferrari406.cl
Casa Lastra	56 9 6652 9911	Lastra 1998	contacto@clhostel.com
Plenoalpo	56 9 8804 6688	Pasaje Bequer 131 Cerro Bellavista	plenoalpo.cl@gmail.com
Comarca Recreo	56 9 9129 8177	Cochrane 229, Recreo	comarcarecreo@gmail.com contacto@comarcarecreo.cl
Casa Henao	56 9 9441 6927	Vista Hermosa 345	lacasadehenao@yahoo.es
La Biciclette		Almirante Montt 213	gilles_amari@hotmail.com
Hostal La Calandria	56 9 8435 8684	Diego Portales 707, Recreo	ale@calandriahostal.cl
Comarca Valparaíso	56 9 9129 8190	San Juan De Dios 601, Valparaíso	comarcavalparaíso@gmail.com contacto@comarcavalparaíso.cl

A modo de contexto, Gestiona Energía MiPyMEs es un programa gubernamental implementado por el Ministerio de Energía, dentro del cual, cada SEREMI sigue las líneas en vista de las necesidades de cada Región. El objetivo del programa es que las micro, pequeñas y medianas empresas hagan un uso eficiente de las

fuentes energéticas. Este cuenta con una página web, donde periódicamente se ofrecen capacitaciones energéticas, asistencia técnica y herramientas similares a las que se describirán a continuación, en las cuales se ingresan los consumos energéticos y se entregan tips para ahorrar energía (ya sea eléctrica, consumo de agua o gas).

4.1.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

4.1.2.1. LEY N° 21.571

Chile es un país que cuenta con un amplio potencial de Energías Renovables no Convencionales (ERNC). Se puede ver como día a día se torna más común hablar sobre fuentes como la energía eólica, solar o geotérmica. Por lo mismo, los gobiernos se han visto obligados a seguir un camino en el que, a largo plazo, la mayor parte de la matriz energética chilena, se genere mediante ERNC. Según la Política Energética de Chile “Energía 2050”, se espera que al año 2050, el 70% de la generación sea a través de ERNC, a través de sus cuatro pilares fundamentales: confiabilidad, inclusividad, competitividad y sostenibilidad [1].

La Ley N°20.571, fue encabezada por el Senador por Aysén, Antonio Harvath, la cual fue promulgada el 20 de febrero del año 2012, y publicada el 22 de marzo del mismo año, modificando la ley eléctrica que regía hasta entonces (Art. 149 bis). Posteriormente, el 04 de junio del 2014, se modifica la ley a través de un Decreto Supremo (DS) N° 71, el cual especifica regulaciones al pago de las tarifas eléctricas a las generadoras residenciales, reconociéndose este día, como el que se dio el puntapié inicial a la ley.

Sin embargo, a comienzos del año 2017, se promulga el DS N°103, el cual se formula con la finalidad de actualizar el reglamento y las normas complementarias, enfocándose en la simplificación de la tramitación y en la tramitación conjunta de proyectos inmobiliarios [2], facilitando la gestión de proyectos de generación distribuida, disminuyendo plazos de los procesos e incorporando procedimientos electrónicos, agilizando la instalación de los sistemas. El detalle de la reducción de la tramitación se detalla en Figura 4.1.

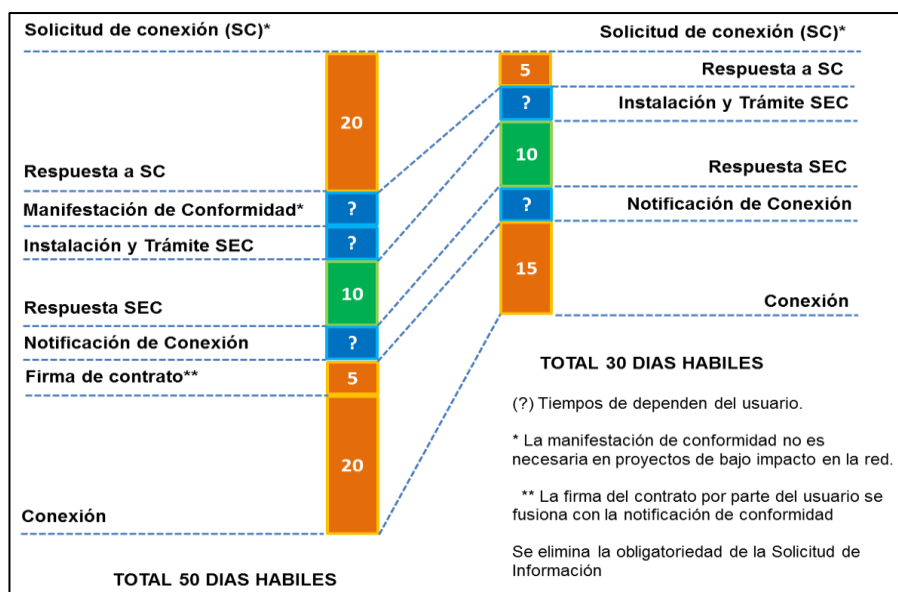


Figura 4.1 - Modificación de los tiempos de tramitación de proyectos residenciales.
Fuente: sec.cl

Más específicamente, la SEC formula un instructivo, el cual sirve para orientar al usuario con la tramitación de la instalación, estipulando para cada procedimiento un plazo definido, el cual se estipula a continuación (Figura 4.2).

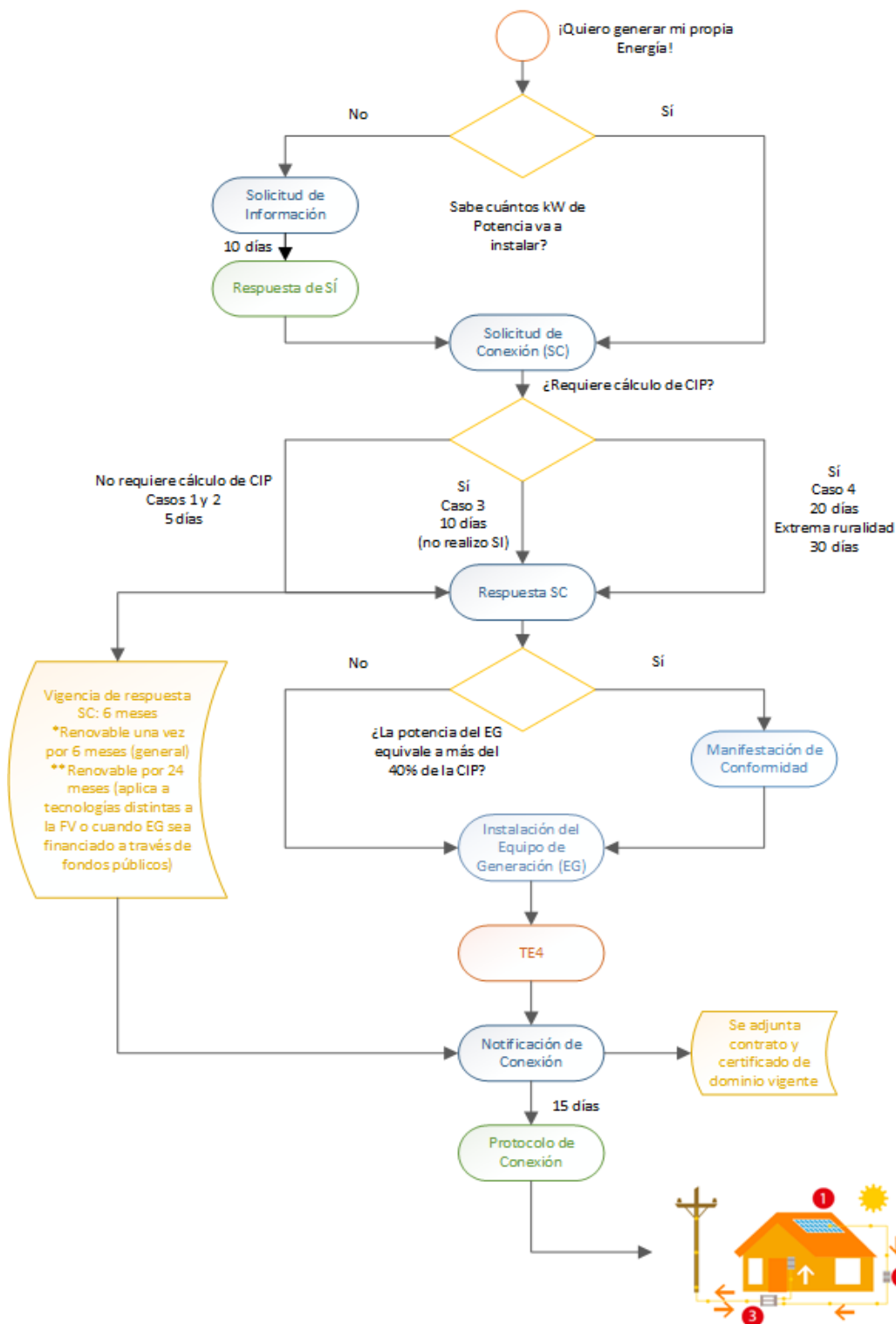


Figura 4.2 - Proceso de Instalación de Equipo de Generación acorde a Ley 20.571
Fuente: Elaboración Propia

Uno de los casos emblemáticos de los últimos años, es la implementación de una red de autoconsumo mediante paneles solares en el Palacio La Moneda (Figura 4.3). Este proyecto tuvo una inversión cercana a los 32 millones de pesos, y cuenta con una capacidad de 30 [kWp], permitiendo un ahorro de un 18% del consumo anual de una arista del edificio, lo que se traduce en ahorros al Estado de \$2,8 millones por año [3].



Figura 4.3 - Azotea del Palacio de La Moneda, donde se puede observar la techumbre con Paneles Fotovoltaicos.
Fuente: minenergía.cl

Cualquier usuario con tarifa BT1, debe cumplir de partida, principalmente los siguientes requerimientos [4]:

- Ser cliente con tarifa regulada.
- Utilizar un sistema de generación basado en energías renovables o cogeneración eficiente, cuya capacidad instalada no supere los 100 [kW].
- Contar con medidor bidireccional.
- Sistema declarado en SEC por electricista autorizado.

- Tramitar conexión ante la empresa distribuidora.
- Inversores y módulos autorizados por SEC.

A nivel nacional, el método de generación distribuida más utilizado es a través de energía solar fotovoltaica, contando prácticamente con la totalidad de potencia instalada en base a este método de producción de energía.

Actualmente, según cifras del SEC, hay 4.621 instalaciones declaradas a febrero de 2019, lo que es equivalente a una potencia de 28,7 [MW] [5]. A continuación, en la Figura 4.4 es posible ver la evolución de los proyectos con el correr del tiempo, donde aún no se logra evidenciar una tendencia clara, no obstante es posible observar a comienzos del año 2016 un aumento en el número de proyectos por mes, lo cual coincide con la modificación del DS N°71 por el DS N°103, lo cual podría dar pie a pensar que la duración de la tramitación de la puesta en marcha de las instalaciones sería un factor importante dentro de la decisión de implementar este tipo de proyectos.

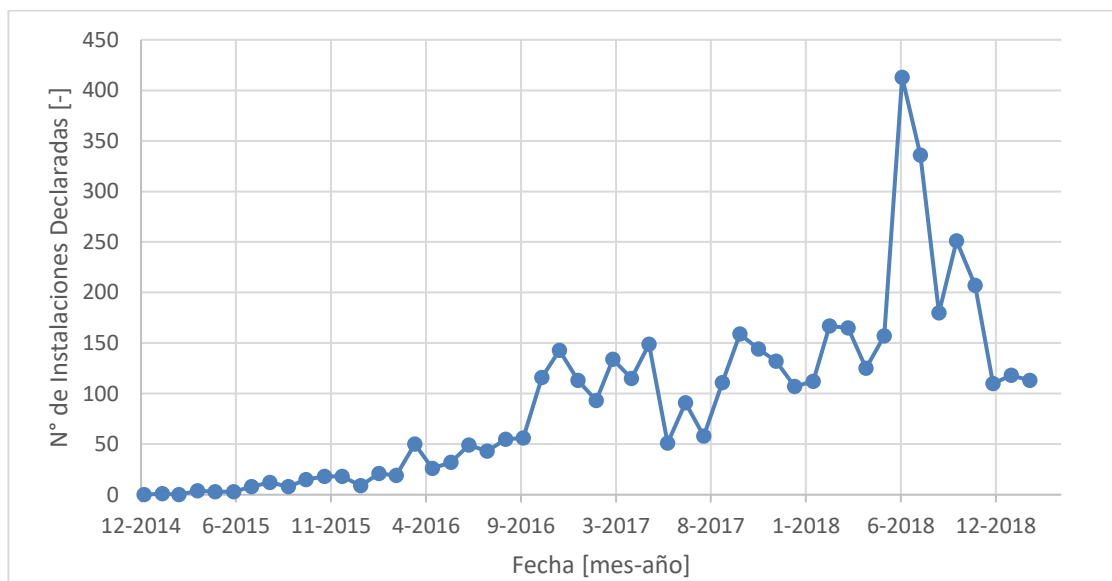


Figura 4.4 - Número de Instalaciones Declaradas por mes.
Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE.

Por otro lado, la generación distribuida a escalas pequeñas, también cuenta con un gran interés en todos los sectores, existiendo programas gubernamentales como “Techos Solares Públicos”, el cual incentiva el uso de ERNC a través de la implementación de sistemas fotovoltaicos para el autoconsumo en distintos edificios públicos, existiendo a la fecha 129 proyectos instalados [6], incluyendo el caso del Palacio de la Moneda, citado anteriormente.

Si bien, desde que se promulgó el proyecto de ley se han aprobado una gran cantidad de proyectos, los cuales, la mayoría son residenciales, estos abarcan dos tercios de la capacidad total instalada de generación distribuida, lo cual, para la cantidad de proyectos que hay es bajo, comparado con el programa Techos Solares Públicos, que cuenta solo con 100 proyectos, abarcando una potencia de 4,8 [MW], de un total de 28,7 [MW] [7]. Sumado a lo anterior, y a pesar de que el crecimiento del número de proyectos ha sido sustancial, aún no se podría hablar de que la generación distribuida es una realidad en el país. A pesar de que los precios de las tecnologías han bajado y hay distintos mecanismos para facilitar la obtención de éstas (créditos CORFO y Banco Estado [7]), aún sigue siendo una inversión importante considerando la realidad nacional.

En la siguiente figura (Figura 4.5), es posible dar cuenta del costo de inversión por [kWp] instalado, de esta puede desprenderse que mientras menor es el tamaño de la planta fotovoltaica, mayor es el costo de la inversión, por otro lado, estos valores pueden verse aumentados según la ciudad y/o región en la que se emplace el proyecto (costos logísticos asociados).

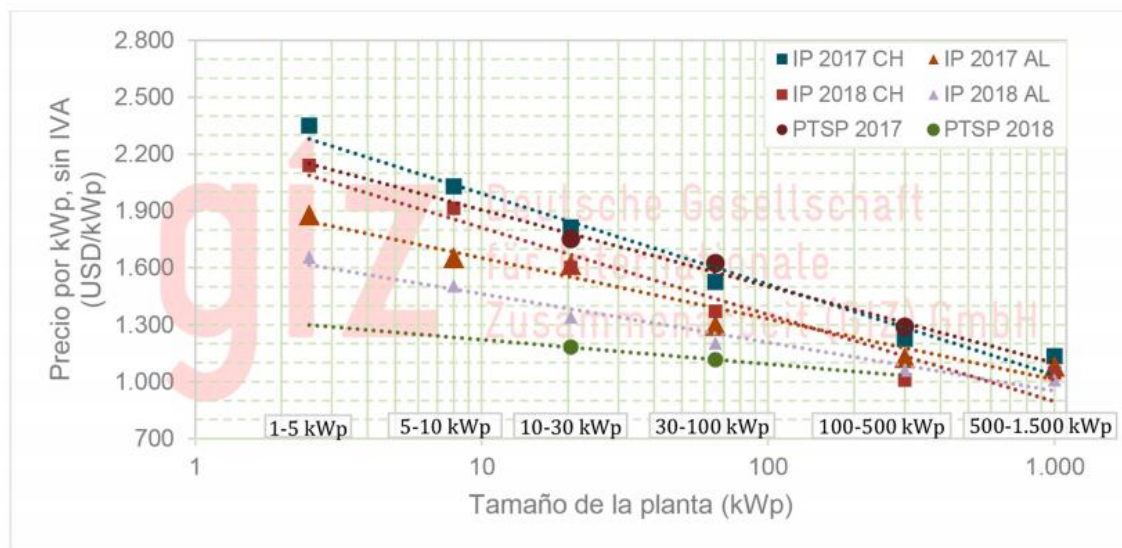


Figura 4.5 - Precio Neto por [kWp] instalado en función del tamaño de la planta.
Fuente: minenergia.cl

De la figura, puede desglosarse que en general los precios del programa Techos Solares Públicos (PTSP) son menores que los proyectos particulares, lo cual de cierta forma es positivo dado que se estaría cumpliendo el objetivo de dicho programa. Por otro lado, también se comprueba lo expresado anteriormente, de que los proyectos asociados al programa, presentan, en general, mayor capacidad instalada. Además de lo anterior, es claro que el valor del [Wp] instalado es menor en promedio que en Alemania, sin embargo, a medida que la capacidad de las plantas fotovoltaica aumenta, este costo es más competitivo, por lo que se deduce que sería una mejor opción realizar instalaciones de mayor envergadura.

4.1.2.2. LEY N° 21.118

La presente Ley, fue actualmente promulgada para modificar la Ley General de Servicios Eléctricos, con la finalidad de incentivar las generadoras residenciales.

Dentro de su fundamento, detalla que se permiten los proyectos asociativos, en donde los usuarios deben agruparse, estar conectados a las redes de distribución del mismo concesionario y acreditar la propiedad conjunta del equipamiento de generación eléctrica.

Para lo anterior, se lleva a cabo un contrato el cual debe contar principalmente con los siguientes detalles:

- Identificación de todos los usuarios y domicilios
- Participación de cada usuario en la propiedad del equipamiento de generación eléctrica.
- Nombre del representante de la agrupación ante la concesionaria.
- Reglas de repartición de inyecciones.

Para mayor detalle, se puede consultar el ANEXO D: DETALLES LEY N°21.118.

4.1.2.3. NET BILLING

La Generación Distribuida, busca incentivar a los usuarios el uso de generación de energía eléctrica a partir de energías renovables no convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Los usuarios pueden autoabastecerse a través de estos sistemas, entre los cuales destacan instalaciones solares como la más común, seguida de energía eólica, mini Hidro y cogeneración eficiente. Los residentes que se adhieran a la generación distribuida, podrían eventualmente generar excedentes energéticos, los cuales serán destinados a la red eléctrica a un precio regulado.

Net Billing y Net Metering no tienen el mismo concepto, de hecho, el Net Billing significa facturación neta, esto es, se calcula restando la valorización de la energía consumida y las inyecciones, en pesos. En cambio, Net Metering, significa medición neta, lo cual es la misma idea que el Net Billing, solo que, en vez de realizar la resta en unidad monetaria, se realiza en unidades de energía ([kWh]). Lo anterior es una breve sutileza, ya que fuera de la tarificación BT1 [8], la valorización de la energía consumida e inyectada es igual, por ende, en aquellos casos, se podría utilizar ambos conceptos sin distinción alguna. Sin embargo, como la Ley 20.571 apunta a consumidores residenciales, los cuales se rigen por la tarifa BT1 de ahora en adelante se tratará el concepto como Net Billing.

En Chile, hay distintos tipos de tarifas por la electricidad, la más común es la denominada BT1, conocida como tarifa residencial. En esta tarifa, al valor de la energía se le suma el de la potencia, en cambio, los excedentes se valorizan de acuerdo a la parte correspondiente de la energía, esto quiere decir, que un [kWh] de excedentes, equivale a un menor valor monetario que un [kWh] consumido desde la red. Por otro lado, están los otros tipos de tarifa (BT2, BT3, BT4, etc), las cuales se cobra la energía y potencia por separado, lo que conlleva a que los valores de los excedentes se valoricen en razón 1:1 con los valores de la energía consumida [9] (caso NEM), esto es una de las principales desventajas y limitaciones que presenta la presente ley, ya que a medida que aumenta la potencia instalada, aumenta la brecha entre ahorros anuales de ambos métodos.

En la Tabla 4.2, se puede obtener una breve descripción de cada tipo de tarifa, para el caso de alta tensión están los mismos tipos, solo que cambia la sigla BT, por AT. Se considera alta tensión instalaciones conectadas a líneas por sobre los 400 [V].

Tabla 4.2 - Descripción de las tarifas de baja tensión.

Tarifa	Descripción
BT1	Limitada a potencia o demanda de 10 [kW] (residencial).
BT2	Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público).
BT3	Medición de energía y de demanda máxima.
BT4	Medición de energía con las variables siguientes
BT4.1	Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
BT4.2	Medición de la demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia.
BT4.3	Medición de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

4.2. MARCOS NORMATIVOS EN EL MUNDO

Tal como ha sido la tónica a nivel nacional, distintos países han aumentado su generación energética a través de ERNC, llevando a cabo, cada uno su propio marco regulatorio, los cuales, difieren en su mayoría a la regulación actual chilena, sin embargo, también es posible detectar similitudes. En este capítulo, se dejará constancia sobre las distintas normativas existentes a nivel internacional, con la finalidad de llevar a cabo una comparación con la actualidad nacional.

4.2.1. ESTADOS UNIDOS

Estados Unidos, tiene una única política energética fiscal, la cual entrega un crédito fiscal de un 30% de la inversión en sistemas ERNC y depreciación acelerada para los equipos, sin embargo, cada estado, cuenta con la implementación de incentivos. Uno de los casos icónicos es el de California, el cual es del tipo NEM basado especialmente en generación solar. La política de generación distribuida de aquel estado, comienza el año 1996, con el apoyo a tecnologías de generación distribuida, a través de incentivos (Emerging Renewables Program, Self-Generation Incentive Program). Desde el 2006, se plantea una meta de alcanzar 1940 [MW] instalados de generación solar al 2016, contando con distintos programas (21 en total) para incentivar el uso de generación distribuida solar, entre estos están [10]:

- California Solar Initiative (CSI) General Market Program
- CSI Thermal Program
- New Solar Homes Partnership (NSHP)

En este sentido, las palabras hablan por sí solas, y basta solo con leer el año en que comienza la cultura del NEM en Estados Unidos para imaginarse la capacidad total y el número de proyectos con el que cuentan, a continuación, se grafican estos datos para el estado de California (Figura 4.6 y Figura 4.7):

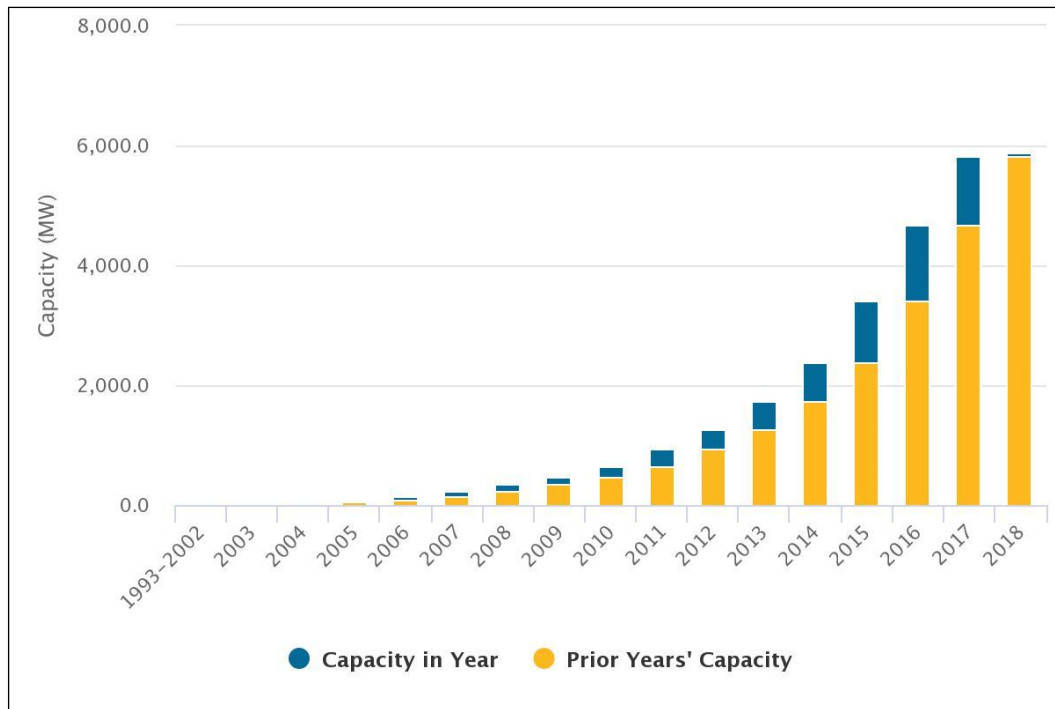


Figura 4.6 - Capacidad Instalada de Proyectos Solares en California.
Fuente: californiadgstats.ca.gov

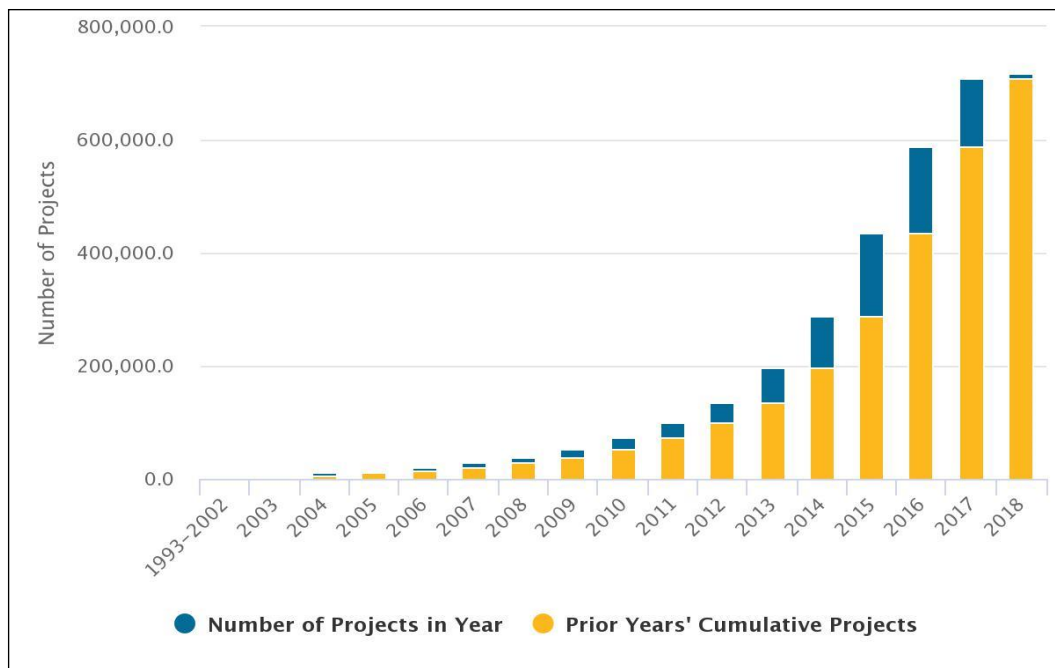


Figura 4.7 - Acumulación de Proyectos Solares en California
Fuente: californiadgstats.ca.gov

En cuanto a proyectos asociativos, el Estado de California no se queda atrás, impulsando a partir del año 2011 una reglamentación denominada Virtual Net Metering (VNM). Ésta consiste en un único sistema solar, el cual satisface la carga de electricidad de áreas comunes y/o de cada locación de la comunidad conectadas al mismo punto de entrega de este servicio. En este caso, no se utilizan medidores en cada locación, sino que solo se utiliza uno para el sistema centralizado, el cual vierte directamente la energía generada a la red, para posteriormente realizar el respectivo balance neto, que se ve reflejado posteriormente en las cuentas individuales del propietario del edificio y de los distintos inquilinos, repartidos por acuerdos previos (Figura 4.8). Uno de los objetivos principales de esta modalidad, es ayudar a los inquilinos a recibir beneficios directos del sistema solar del edificio, en desmedro de que estos vayan exclusivamente al propietario de este [11].

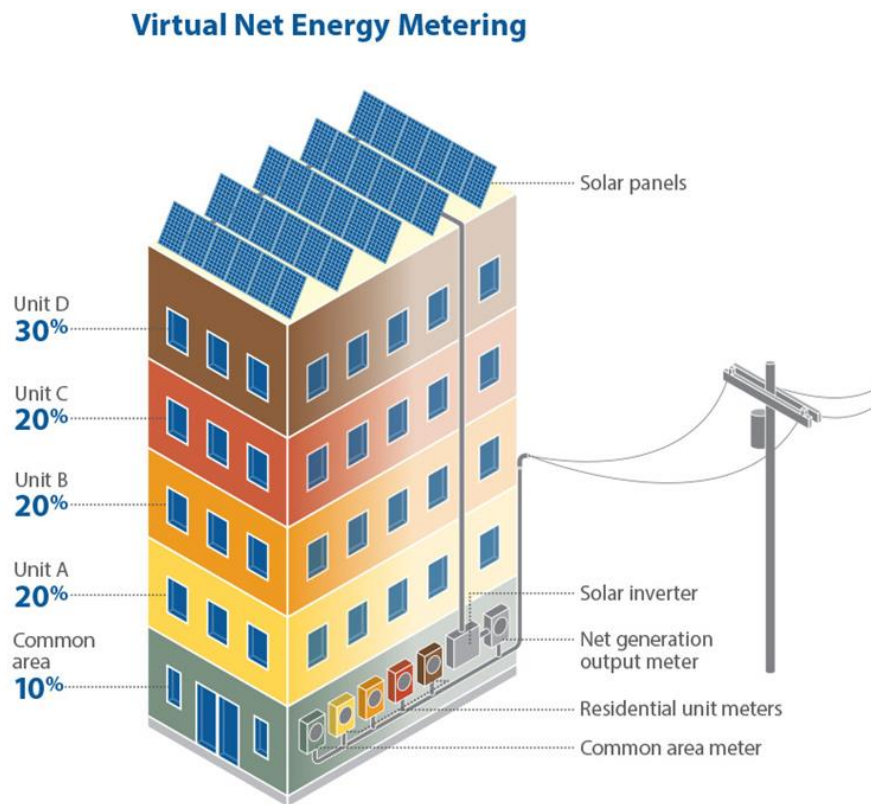


Figura 4.8 - Esquema de Virtual Net Metering en California.
Fuente: energycenter.org

4.2.2. BRASIL

Brasil cuenta con una rica matriz energética en base a ERNC, siendo su principal contribuyente la generación a través de centrales hidroeléctricas. No obstante, esto implica que el país cuente con una gran dependencia de los periodos fluviales, aumentando el riesgo de racionamiento en periodos de sequías. Es por lo anterior, que Brasil ha puesto mayor énfasis en ERNC distintas a la hidroelectricidad [12]

El marco normativo brasileño, se acoge una regulación en base a Net Metering, la cual rige desde comienzos del año 2012, la cual aplica para sistemas de hasta 75 [kW] [13] de generación distribuida. En este país, la compensación por la energía vertida a la red, se realiza dentro del mismo periodo de tarifa, eso significa que, si vierte energía en periodo peak, será valorizada al valor de la energía en aquel periodo. Además, estas compensaciones (créditos de energía) pueden ser llevadas a cabo durante un periodo de 60 meses, o en otras residencias que pudiesen ser del mismo propietario [14] (siempre y cuando se encuentren dentro del rango de la empresa distribuidora), lo que se denomina como Virtual Net Metering (o Autoconsumo remoto). Sin embargo, estas no pueden ser canjeadas por dinero, solo pueden utilizarse para suplir el consumo en los meses siguientes.

Además de lo anterior, existe una normativa especial para proyectos de generación distribuida en comunidades residenciales, cuya energía generada puede ser repartida entre las viviendas del condominio en porcentajes estipulados previamente por los consumidores.

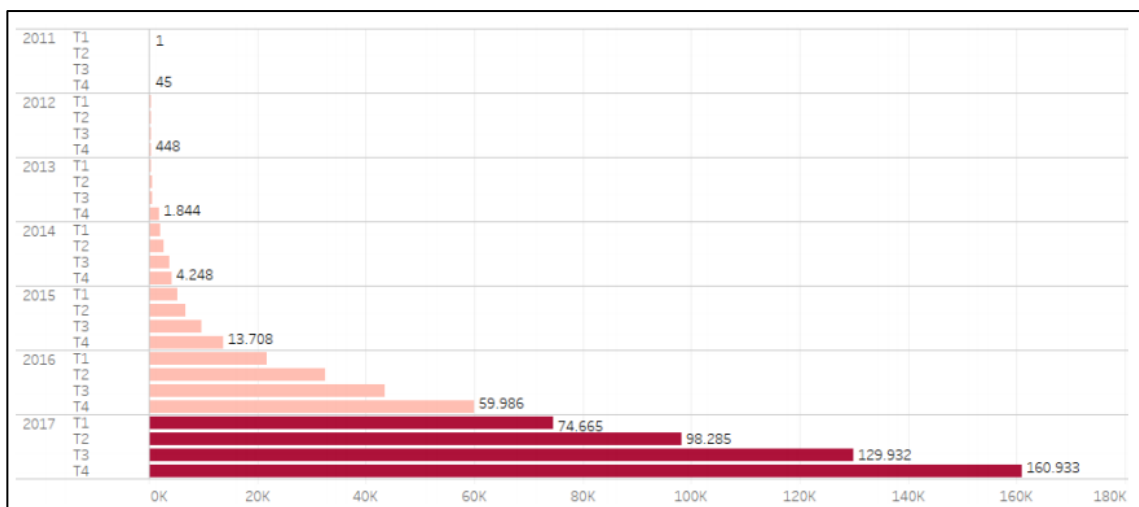


Figura 4.9 - Potencia [kW] conectada a la red por año y trimestre en Brasil.
Fuente: aneel.br

Como se puede desprender de la Figura 4.9, como es la tónica en gran parte de los países, la generación distribuida va en aumento, y Brasil no es la excepción, alcanzando 160.933 [kW] conectados a la red.

4.2.3. ALEMANIA

A comienzo de los años noventa, Alemania, pionera en el marco de las energías renovables, se enmarca en el proyecto denominado *Energiewende* (transición energética). A lo largo de este periodo de tiempo, especialmente desde el año 2000 en adelante, la política energética alemana ha logrado aumentar sustancialmente su generación eléctrica en base a ERNC, alcanzando un 39% de su matriz energética al año 2017 [15].

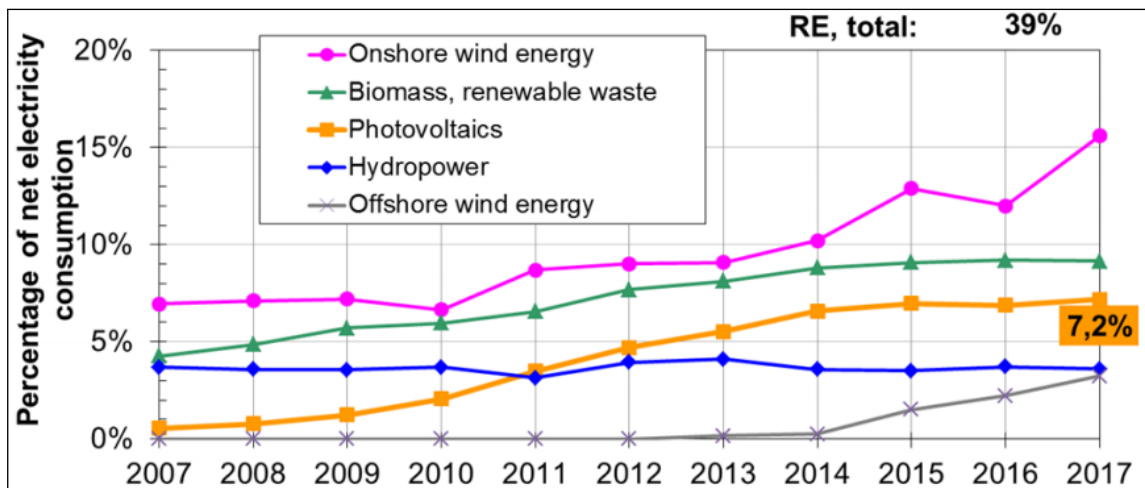


Figura 4.10 - Porcentaje de ERNCs conectadas a la red de consumo en Alemania.
Fuente: ise.franhofer.de

En cuanto al sistema de generación distribuida, Alemania cuenta con un programa que incentiva a formar parte del autoconsumo, ya que a partir del programa EEG (German Renewable Energy Act), se otorgaba un pago fijo por la energía que el usuario vertía a la red. En el caso de los consumidores de baja potencia (<10 [kW]) [15], no pagan impuestos por la energía que generan (y consumen), además, los excedentes pueden verterlos a la red, recibiendo un precio fijo denominado Feed-in Tariff (FiT), el cual depende del momento en el que se realiza la instalación y se garantiza por un periodo de 20 años.

Como se puede ver en la Figura 4.11, el FiT comenzó con un valor bastante superior al actual (New PV, roof system/small), lo cual puede atribuirse a que para comenzar el programa debía haber algo que hiciera atractiva la inversión. Sin embargo, el descenso, está asociado al precio de la tecnología, el cual cada vez es menor, por lo cual la inversión inicial es inferior. Además de lo anterior, se supone que una baja del FiT incentive a una mejora de las tecnologías, lo cual podría ser una buena táctica, suponiendo que, al bajar el precio de tarificación, la gente se interese menos, por lo tanto, invierta menos en paneles, lo que se ve reflejado en un intento de los productores de volver a hacer atractiva la inversión mejorando la tecnología de generación.

Por otro lado, otro lado, el descenso también se asocia a reducir el gasto asociado que se compromete durante los 20 años, ya que como se puede ver en la Figura 4.101, la cantidad de sistemas de generación fotovoltaicos y eólicos van en aumento, por lo que, si se mantiene el FiT, podría ser insostenible para el monto fiscal que se maneja.

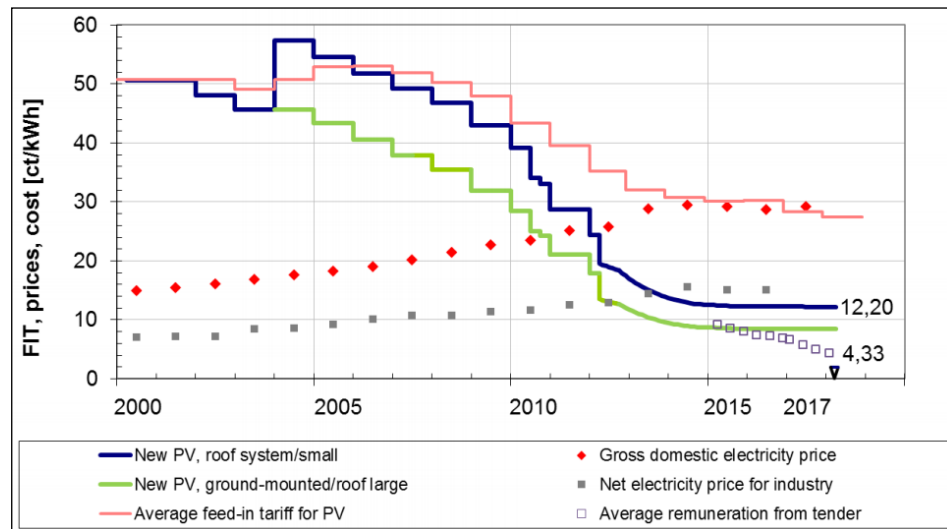


Figura 4.11 - FiT para energía fotovoltaica en función de la fecha de puesta en marcha.

Fuente: ise.franhofer.de

4.3. ANTECEDENTES TÉCNICOS

En este capítulo, se buscará definir claramente las tecnologías a implementar, además de parámetros ambientales importantes a considerar para efectos de una instalación de este tipo.

4.3.1. CONCEPTOS Y FORMAS DE OPERACIÓN

A continuación, se muestra en forma esquematizada el funcionamiento y proceso de intercambio de energía con la red en instalaciones ERNC (Figura 4.12).

En simples palabras, lo que se lleva a cabo en este proceso es, una generación de corriente continua a través de ERNC, la cual debe ser invertida a corriente alterna por medio del inversor. Esta energía ayudara a sustentar los consumos instantáneos que se presenten en el establecimiento que fue instalado, y en caso de que no se requiera energía en aquel momento, se inyectara a la red, siendo esta cantidad de energía medida por un medidor bidireccional, el cual indica de forma separada la energía consumida por el establecimiento, en caso de que se requiera, por ejemplo, en horario nocturno donde el equipo de generación solar no es capaz de generar energía.

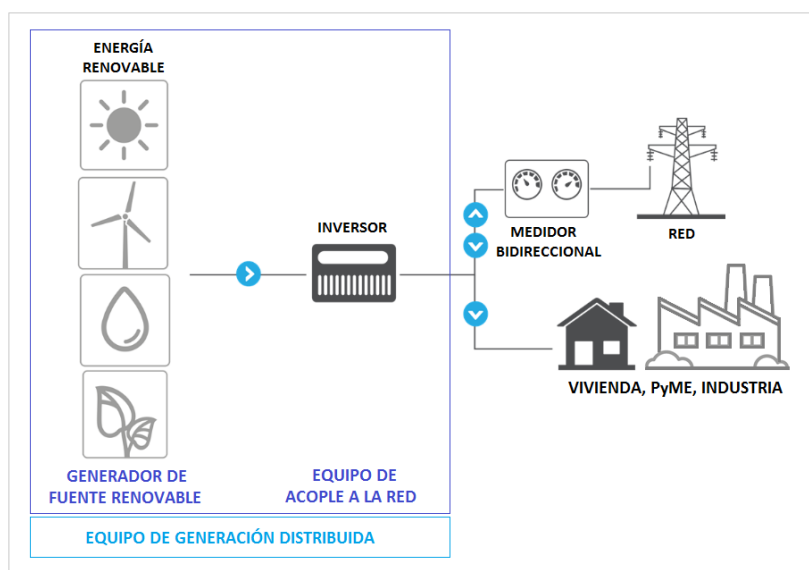


Figura 4.12 - Esquematización general del funcionamiento de instalaciones con Generación Distribuida.
Fuente: energe.com.ar

En resumen, para el caso de generación PV se tienen al menos, los siguientes componentes:

4.3.1.1. Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos, son una placa que presenta cierto número de celdas fotovoltaicas, ordenadas dentro de la geometría y que producen electricidad gracias a la luz que incide sobre ellas mediante el efecto fotoeléctrico.

En la actualidad, las celdas fotovoltaicas están compuestas por células de poli-silicio, las cuales presentan una menor eficiencia que las utilizadas anteriormente (mono-silicio), sin embargo, su costo de producción es menor, haciéndolas más viables.

En el mercado, es posible encontrar tres tipos de paneles fotovoltaicos [16]:

- **Monocristalinos:** están constituidos por celdas compuestas por solo una capa de Silicio, en general son costosos, no obstante, alcanzan eficiencias mayores a los policristalinos (en condiciones STC), del orden de 17 a 20% en aplicaciones domésticas. Lo anterior mencionado es un factor importante, dado que, si no se cuenta con una gran superficie, esta opción podría disminuir el área requerida para una misma potencia.
- **Policristalinos:** están constituidos por celdas compuestas con capas de Silicio repartidas aleatoriamente sobre la superficie del panel, en forma de pequeños cristales. Como se mencionó anteriormente, presentan una menor eficiencia, oscilando entre un 13 a 15%, no obstante, presentan un buen comportamiento a altas temperaturas, pudiendo generar mayor energía bajo estas condiciones.
- **Capa Fina (Amorfos):** para su fabricación se utiliza Silicio con una morfología más simple que las anteriores, lo que los hace más económicos, en efecto, su eficiencia es menor con valores del orden 10%.

La fabricación de estos paneles radica en el hecho de reducir costos de producción y escapar de una posible escasez de Silicio, probando con materiales como Indio, Galio y Selenio. Como ventaja cuentan con un atractivo precio y una buena estética, lo que los hace ser demandados en la industria arquitectónica.



Figura 4.13 - Tipos de Paneles Fotovoltaicos.
Fuente: tritec-intervento.cl

Cabe mencionar, que, al momento de instalar los paneles fotovoltaicos, existen distintos tipos de configuraciones para instalar, lo que va a depender de la latitud en la que se encuentre el lugar de implementación. Como regla general, en Chile se recomienda orientar los paneles hacia el norte lo que se traduce en un Azimut 0°N , y una inclinación de entre 20 a 40° siendo el óptimo de inclinación el valor del ángulo de la latitud en la que se realizara la instalación. Lo anterior se esquematiza de mejor forma en la Figura 4.14.

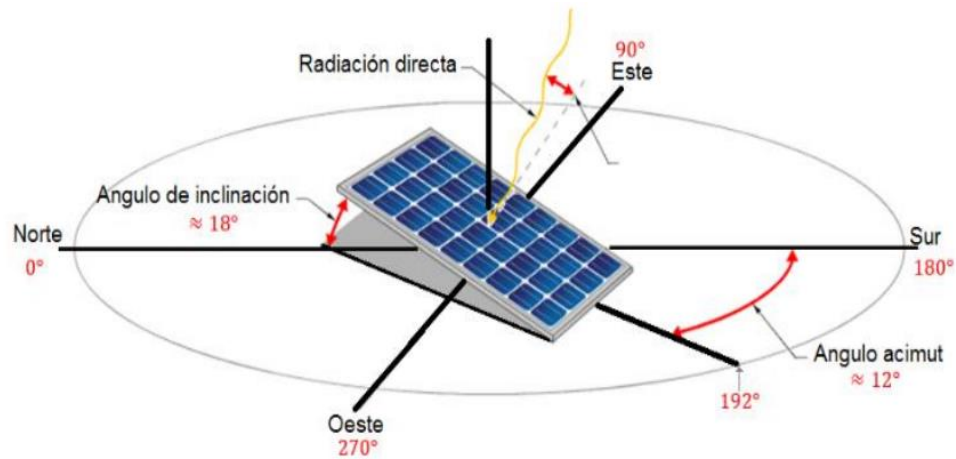


Figura 4.14 – Ángulos relevantes en un panel fotovoltaico.
Fuente: revistasomim.net

Los Paneles Fotovoltaicos presentan una amplia vida útil, debido a que año a año es relativamente baja la degradación en el tiempo (0,5% app. Anual [17]), esto significa que cada año ira disminuyendo su potencia de salida con respecto a la potencia nominal, alcanzando su límite de vida útil (generalmente) a los 25 años. Esto puede observarse de mejor forma en la Figura 4.15.

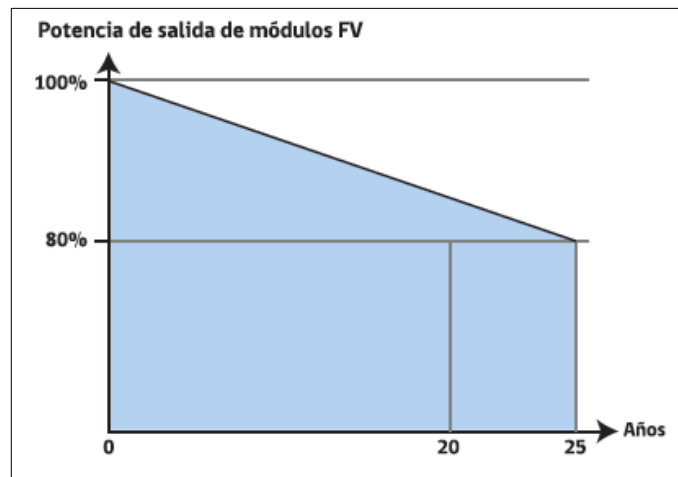


Figura 4.15 - Potencia de salida de módulos fotovoltaicos con relación a potencia nominal.
Fuente: Techos Solares Públicos.

4.3.1.2. Inversor

El inversor es un equipo vital para el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, dado que como se esbozó anteriormente, en general, las ERNCs generan corriente continua, y como es sabido, la corriente que circula por las redes de distribución es alterna. Luego, el inversor se encarga de transformar la corriente continua en corriente alterna, para que pueda ser utilizada sin problemas. Los inversores son equipos con un alto rendimiento y seguridad, en los cuales se han destinado gran cantidad de recursos para desarrollo, alcanzando gracias a esto eficiencias de transformación hasta del 98%.



Figura 4.16 – Inversor
Fuente: steren.com.mx

4.3.1.3. Medidor Bidireccional

La misión principal que cumple este equipo es la de cuantificar las inyecciones y el consumo de energía, lo cual es importante al momento de rendir cuentas con la empresa distribuidora. En el caso nacional, cobra aun mayor importancia, dado que las inyecciones no están valorizadas al mismo precio que el consumo de energía, por lo que, dentro del diseño se debe considerar aquello.



Figura 4.17 - Medidor Bidireccional.
Fuente: webosolar.net

4.3.1.4. Estructura de Soporte

La estructura, como su nombre lo dice, sirve de soporte para fijar los paneles FV, según los criterios de diseño preestablecidos. Por lo general, las estructuras van paralelas al techo cuando este presenta una pendiente mayor a los 10° (Figura 4.18), sin embargo, para pendientes menores, la instalación se debe inclinar respecto a la superficie (Figura 4.19), con la finalidad de maximizar la generación energética.



Figura 4.18 - Instalación paralela a la superficie.
Fuente: tutiendaenergetica.es



Figura 4.19 - Instalación inclinada con respecto a la superficie.
Fuente: censolar.org

4.3.1.5. Otros Factores a Considerar

Un factor que es preponderante a la hora de realizar una instalación solar son las sombras, las cuales se generan ya sea por árboles o edificaciones contiguas, inclusive, entre los mismos paneles, lo cual se ve traducido en una disminución de la radiación directa y con ello, en una considerable disminución del potencial energético. Es por lo anterior, que al momento de diseñar un arreglo solar se debe minimizar el efecto de las sombras.

Por otro lado, es apremiante considerar dentro del dimensionamiento, las características del techo (estado, materiales, soportes), además del espacio disponible para la instalación.

4.3.2. RECURSO SOLAR EN CHILE

En primer lugar, antes de definir el potencial nacional, es importante definir tres conceptos importantes al momento de hablar de radiación, estos son la radiación directa, que es la suma de los rayos que provienen directamente desde el sol, otro es el caso de los rayos que fueron dispersados en la atmosfera, por lo que provienen de diversos puntos, lo que conoce radiación difusa. El tercer tipo de radiación es la reflejada, la cual proviene del reflejo de la luz solar con los componentes y obstáculos de la superficie terrestre.

La suma de estas tres componentes, se conoce como la radiación global, dentro de la cual, generalmente se desprecia la difusa debido a la mínima contribución al total [18].

Como se puede ver en la Figura 4.20, Chile cuenta con un gran potencial para las tres principales fuentes de ERNC: Solar, Eólica e Hídrica. Siendo la energía solar fotovoltaica (PV) y la termosolar de concentración (CSP) predominantes en el norte, y los recursos hídricos y eólicos de la misma forma predominan en la zona sur.

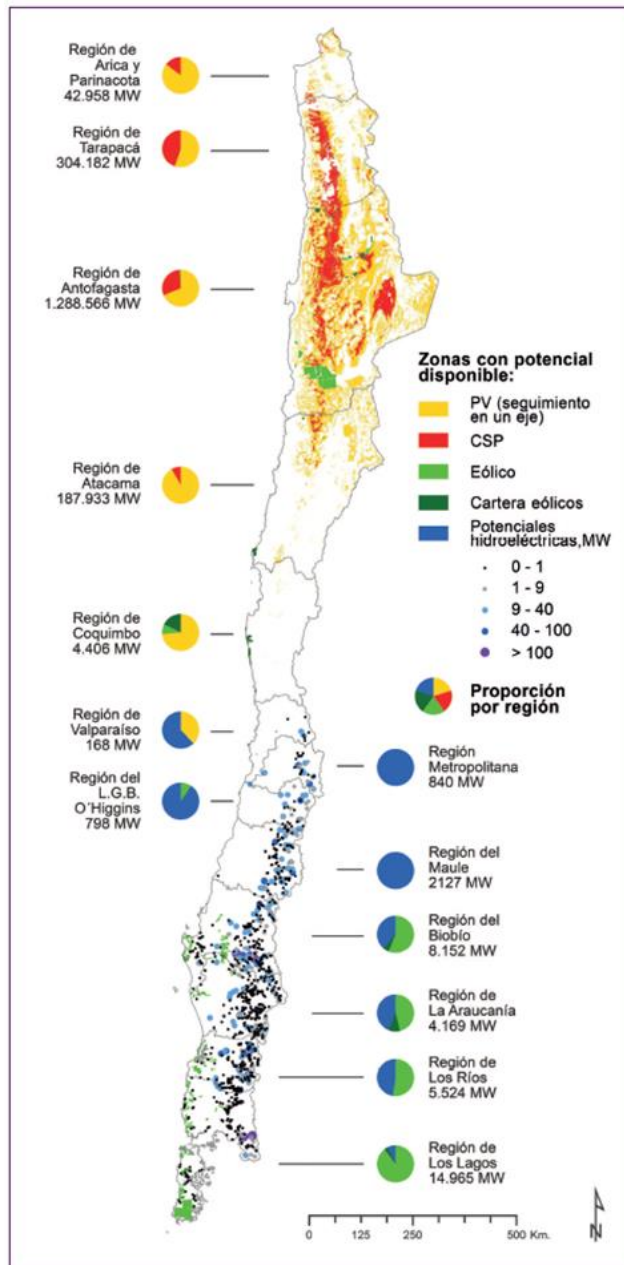


Figura 4.20 - Potencial ERNC disponible en Chile, por regiones.
Fuente: GIZ

En el marco de la Ley N°20.571, la mayor cantidad de proyectos son de generación fotovoltaica, lo cual no es casualidad, ya que son presentan una mayor versatilidad y costos de inversión menores. Este tipo de energía, depende de la radiación que incide en el lugar en que se realizará la instalación, pero también de otros factores, como lo son la nubosidad o parámetros constructivos.

Lo observado en la Figura 4.20, se puede comprobar observando un mapa de radiación solar (Figura 4.21), el cual señala geográficamente la intensidad radiativa que incide en cada punto de éste. Como se puede ver, se cumple la lógica de que en el norte hay un mayor índice de radiación global, no obstante, la Región de Valparaíso sigue siendo un lugar propicio para realizar este tipo de instalaciones.

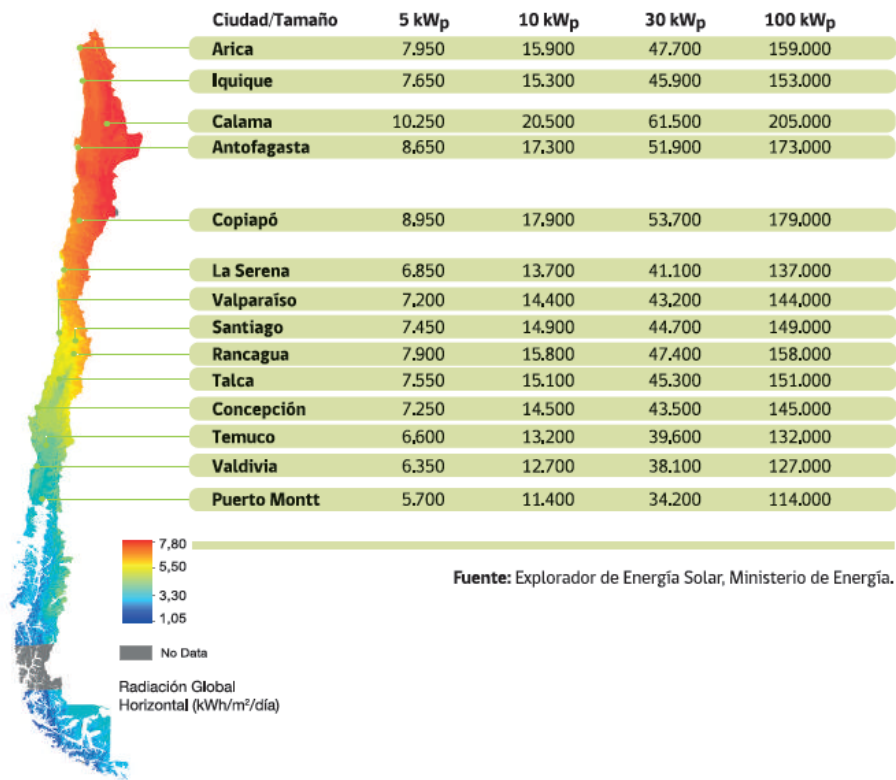


Figura 4.21 - Estimación de generación de Energía Anual [kWh] para sistemas fotovoltaicos de distintas potencias instaladas y ciudades de Chile.
Fuente: minenergia.cl

El siguiente análisis, se centrará en la tecnología fotovoltaica, dado que prácticamente la totalidad de la potencia instalada es en base a este tipo de generación (99,4%), contando con 28,5 [MW]. Por su parte, le siguen las tecnologías Hidráulica con 95 [kW], Cogeneración Eficiente con 50 [kW] y Biomasa con 30 [kW] [5].

Los datos específicos se pueden ver en la siguiente gráfica (Figura 4.22), donde se detallan el número de proyectos y potencias totales por cada región del país [19].

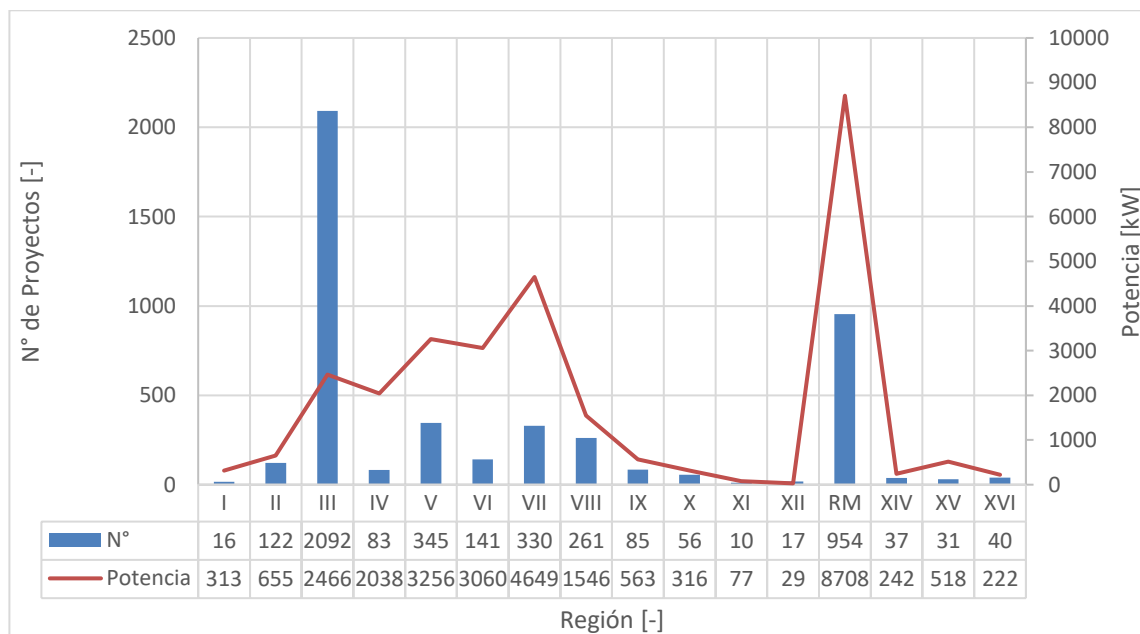


Figura 4.22 - Número de Proyectos y Potencia Total por Región.
Fuente: Elaboración Propia con Datos de la CNE (Enero 2019).

Como puede verse en la gráfica de la Figura 4.22, gran parte de los proyectos están en la zona norte, donde efectivamente hay mayor radiación solar, sin embargo, la mayor parte de la capacidad instalada, se encuentra en la zona centro (V, VII y RM), lo cual arroja un posible problema en cuanto a la centralización, dado que en la zona central, específicamente en la Región Metropolitana, se concentra prácticamente la totalidad de proveedores de tecnología solar [20], lo cual para pequeñas instalaciones puede ser un problema, ya que se ven implicados en costos adicionales por envíos. Sin embargo, lo anterior también podría darse por la densidad poblacional, donde en las regiones del centro-sur, son las que presentan sustantivamente mayor cantidad de habitantes por área [21].

4.3.3. DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN FV

Para aprovechar de forma óptima la energía a través de los paneles fotovoltaicos, es necesario llevar a cabo un minucioso trabajo dimensionando el arreglo ad hoc para cada aplicación requerida.

Al revisar las fichas técnicas de diversos paneles, todas coinciden en la entrega de características estandarizadas (“Standard Test Conditions”, STC) y de condiciones normales de trabajo (“Normal Operating Cell Temperature”, NOCT). La primera de estas, entrega los valores nominales de un módulo fotovoltaico para las condiciones de 1000 [W/m²], temperatura de celda de 25 [°C] y un espectro global AM1.5g. Por otro lado, bajo condiciones NOCT, se presenta una irradiancia de 800 [W/m²], temperatura ambiente de 20 [°C], temperatura de la celda de 45 [°C] y velocidad del viento de 1 [m/s].

Además de estos parámetros, son de suma importancia las dimensiones, dado que, de esta forma, es posible obtener un estimado del área requerida para la instalación fotovoltaica.

Dentro de los parámetros STC, se encuentra la eficiencia (η_M), con la cual se puede obtener la potencia del módulo (P_M), según la siguiente ecuación:

$$P_M[kW] = \eta_M \cdot I \left[\frac{kW}{m^2} \right] \cdot A_M \quad (1)$$

Siendo I y A_M , la irradiancia en un periodo de tiempo (diaria, mensual, etc.) y el área de un módulo, respectivamente.

Luego, con la potencia del módulo, es posible encontrar la energía nominal en un rango de tiempo t , de la siguiente forma:

$$E_M[kWh] = P_M[kW] \cdot t[h] \quad (2)$$

Como se dijo anteriormente, los anteriores son valores nominales, lo cuales, en la práctica, se verán disminuidos por las condiciones de trabajo, es aquí donde cobran importancia los parámetros NOCT. Dentro de estos, se encuentra el coeficiente de pérdida por variación en la temperatura (PTC), temperatura del módulo (T_M), temperatura nominal (T_N).

Luego, la pérdida de energía por el aumento de temperatura (E_T), viene dada por la siguiente ecuación:

$$E_T[kWh] = PTC \left[\frac{\%}{K} \right] \cdot (T_M - T_N)[K] \cdot P_M[kW] \cdot t[h] \quad (3)$$

Ahora, como se tienen consideradas las perdidas, es posible obtener la energía efectiva (E_E) para un módulo fotovoltaico, la cual viene dada según la relación:

$$E_E[kWh] = E_M[kWh] - E_T[kWh] \quad (4)$$

Luego, observando datos de irradiancia en la localidad a estudiar, es posible obtener cuantos paneles serán requeridos, conociendo, por ende, el área y la potencia instalada requerida [22].

Para aprovechar al máximo la energía de la radiación, existen tres criterios establecidos [23]:

- Criterio del mes de menor radiación: este criterio considera el diseño de la instalación de tal forma que se maximice la radiación recibida en el mes de menor altura solar, es decir, de junio.
- Criterio del mes de mayor radiación: este criterio considera el diseño de la instalación de tal forma que se maximice la radiación recibida en el mes de mayor altura solar, es decir, de diciembre.
- Criterio del máximo anual: este criterio considera el diseño de la instalación de tal forma que se maximice la radiación anual.

Para determinar qué criterio de los anteriores, hay que considerar dos factores, el primero de ellos es la curva de demanda de energía que utilizan los establecimientos, y, en segundo lugar, la orientación, la cual determinara los valores de generación que se obtengan, en base a las cartas de Irradiancia u otra base de datos desde donde se obtengan estos valores.

5. ANÁLISIS

5.1. ASPECTOS QUE INCIDEN EN LA EVALUACIÓN

5.1.1. REGISTRO DE CONSUMOS

La herramienta principal utilizada durante las visitas, es la de Consumos Energéticos, la cual tiene como misión que el colaborador se familiarice con los instrumentos computacionales destinados a la eficiencia energética. Ésta cuenta con un menú principal, el cual consta de 5 subsecciones, descritas a continuación:

- **Registro de Artefactos:** En esta sección, se deben registrar todos (o la gran mayoría) de los artefactos eléctricos presentes en el establecimiento, indicando el tipo de artefacto (qué es), la categoría (electrodoméstico, iluminación, climatización, equipos de fuerza, equipos de oficina, otros), la potencia nominal, el recinto en el que se sitúa y las horas de uso diarias del artefacto en cuestión (Figura 5.1).

	A	B	C	D	E	F	G
	Condición	Tipo de Artefacto	Categoría	Potencia nominal del aparato	Recinto	Horas utilizado diariamente	
1							
2	Activo	Computador	Equipos de C	200	Recepción	6	
3	Activo	Refrigerador	Electrodoméstico	60	Oficina	8	
4	Activo	Ventilador	Climatización	120	Sala reuniones	1	
5	Activo	Ampolletas	Iluminación	1000	Salón multiusos	4	
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							

REGISTRO DE EQUIPOS

REGISTRO DE ARTEFACTOS

Tipo de artefacto

Categoría

Potencia Nominal (W)

Recinto

Horas de Uso (Día)

Figura 5.1 - Registro de Artefactos.
Fuente: Elaboración Propia.

- **Registro de Consumo:** En esta sección se debe llevar registro de los consumos (kWh) de energía mensuales y sus respectivos montos de factura, los cuales se completan mensualmente (Figura 5.2).

Fecha	kWh Facturados	\$ Factura	Mes
28-02-2018	150	\$8.000	Febrero
28-02-2018	180	\$25.000	Enero
01-03-2018	110	\$25.000	Febrero
02-03-2018	200	\$25.000	Marzo
03-03-2018	210	\$25.000	Abril
04-03-2018	200	\$25.000	Mayo
05-03-2018	350	\$70.000	Junio
06-03-2018	360	\$80.000	Julio
07-03-2018	300	\$25.000	Agosto
08-03-2018	310	\$25.000	Septiembre
09-03-2018	280	\$25.000	Octubre
10-03-2018	190	\$25.000	Noviembre
11-03-2018	170	\$25.000	Diciembre
12-03-2018	120	\$25.000	Enero

ATRÁS

CONTROL MENSUAL

CONTROL MENSUAL

kWh Facturados

\$ Factura

Mes

Registrar Finalizar

Figura 5.2 - Registro de Consumo.
Fuente: Elaboración Propia.

- **Indicadores Mensuales:** En esta subcategoría, se entrega en base al número de funcionarios y a la superficie energizada, los indicadores de [kWh/funcionario/mes] y [kWh/m²/mes]. En el caso de los establecimientos analizados, se observa que sería más representativo el indicador de superficie, dado que la mayoría de los hostales y residencias son atendidas por sus dueños, por lo que generalmente trabajan 1 o 2 personas.

Destino Del Edificio	Consistorial
Dirección	Caltulmo sn
Superficie Total	400 m2
N° De Funcionarios	10 Funcionarios
Facturación Mensual	\$25.000
Consumo Mensual De Energía Eléctrica	200 Kwh
Potencia Instalada En Iluminación	1,00 kw
Potencia Instalada En Climatización	0 kw
Consumo en Climatización	3 Kwh
Mes	Mayo

	Estimado	Real
Consumo Mensual	128 Kwh	200 Kwh
Costo Mensual	\$15.950	\$25.000
Variación Consumo		36,20%
Variación Costo		36,20%

Indicadores

Item	Idicadores (Real)	Indicadores (Estimado)	Variación
Costo por unidad de superficie	62,50 \$/m2/mes	39,88 \$/m2/mes	22,63 \$/m2/mes
Costo por funcionario	2.500,00\$/Funcionario/mes	1.595,00\$/Funcionario/mes	#####
Consumo por unidad de superficie	0,50 kwh/m2/mes	0,32 kwh/m2/mes	0,18 kwh/m2/mes
Consumo por funcionario	20,00 kwh/m2/mes	12,76 kwh/m2/mes	7,24 kwh/m2/mes
Consumo en Iluminación m2	-----	0,22 kw/m2	-----
Potencia Instalada en Iluminación por m2	-----	2,50 W/m2	-----
Consumo Climatización por m2	-----	0,01 kw/m2	-----
Potencia Instalada en Climatización por m2	-----	0,30 W/m2	-----

Figura 5.3 - Indicadores Mensuales.
Fuente: Elaboración Propia.

- **Historial de Consumo:** En base lo completado en la sección Registro de Consumo, la planilla realiza dos gráficas, una con los registros en sí, y otra con la variación de cada mes con respecto al promedio anual. Esto permite ver al colaborador, durante qué meses tuvo un consumo inusual, ya sea alto o bajo, permitiéndole facilitar toma de decisiones al respecto.

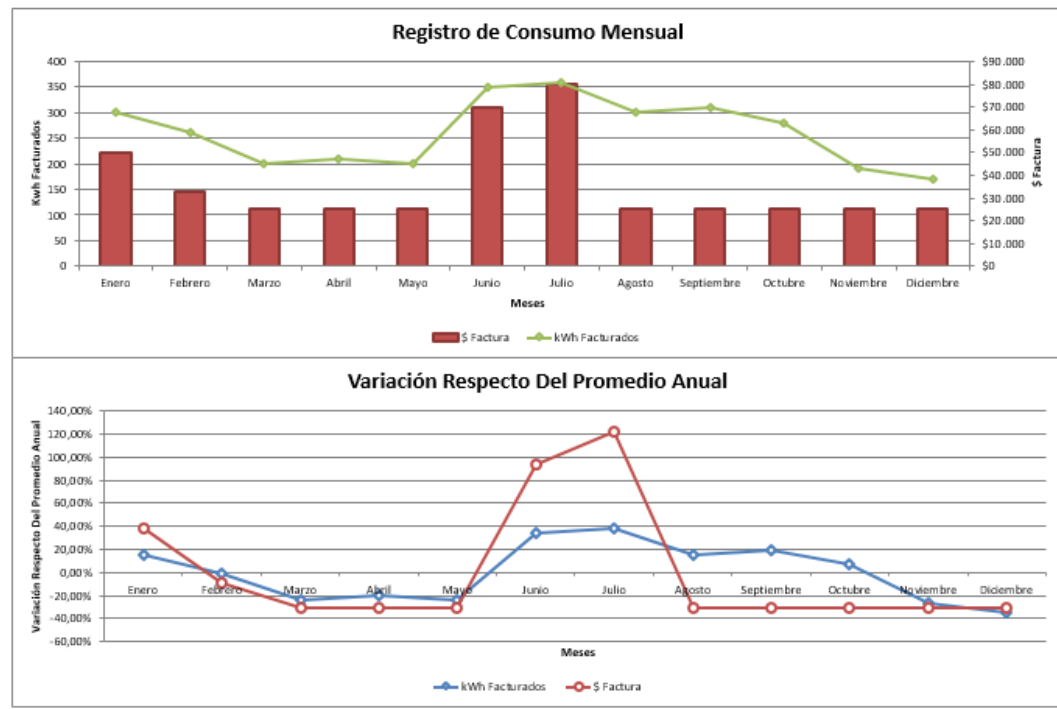


Figura 5.4 - Historial de Consumo.
Fuente: Elaboración Propia.

- **Estimación de Consumo:** En esta subsección, se toman los datos ingresados de los artefactos eléctricos, y en base a estos, se realiza una estimación del consumo. Se espera que este sea lo más cercano al observado en la factura de electricidad. Por otro lado, realiza distintas gráficas de torta en las cuales se detalla la potencia instalada, el consumo, horas de uso al mes y porcentaje del consumo mensual asociado a cada categoría de los artefactos eléctricos enunciadas anteriormente. Con estos datos, es posible que el colaborador pueda concluir al respecto de la caracterización de su consumo, facilitando la toma de medidas al respecto.

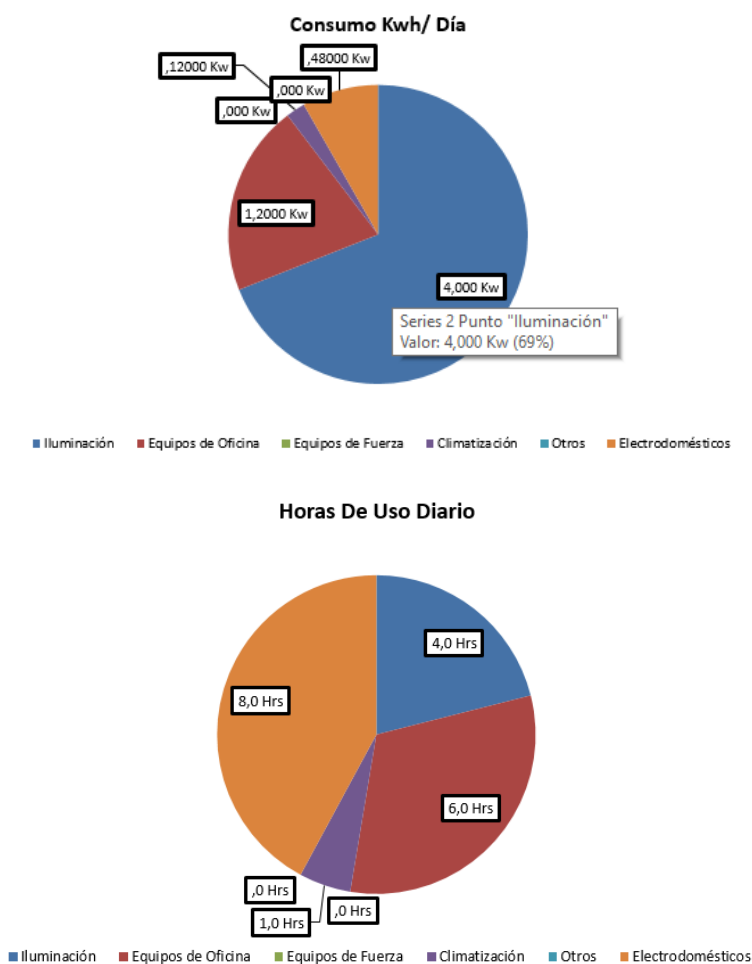


Figura 5.5 – Estimación de Consumo.
Fuente: Elaboración Propia.

5.1.2. UBICACIÓN

Como se trata de proyectos asociativos, en los cuales participaran al menos dos partes, se deben considerar las distintas opciones disponibles, para luego descartar las menos factibles según los factores expuestos en la Sección 4.3.1.

A continuación, se adjunta un mapa (Figura 5.6) donde se han señalado los establecimientos que se mostraron interesados en la implementación de este tipo de proyectos, facilitando la obtención de información necesaria para el análisis respectivos. Éstos son Casa Lastra Hostel, The Yellow House, La Casa de Henao B&B y Loft Waddington.



Figura 5.6 - Mapa con los Establecimientos que se interesan en participar en proyectos solares asociativos.

Fuente: Google Maps.

Cabe mencionar, que, en el área geográfica abarcada, las radiaciones no presentan mayor variabilidad, por lo que a priori se descartará aquel factor para

decidir si es factible o no el lugar de instalación, no obstante, una vez que el lugar este decidido, se realizaran las evaluaciones en base a aquel lugar, con tal de obtener la información más fidedigna posible.

Por lo demás, las 4 inmediaciones, se encuentran dentro del mismo nudo de distribución (Valparaíso), por lo que cumple una de las condiciones claves para la implementación de proyectos asociativos.

5.1.3. PERFILES DE DEMANDA

Para la regulación existente en el país (Net Billing), un factor que cobra relevancia a la hora del diseño de la instalación (capacidad instalada) es la Curva de Demanda de los establecimientos, debido que como la Ley lo establece, el balance neto entre la generación del sistema y la demanda del establecimiento se realiza instantáneamente a través del medidor bidireccional, por lo que si los consumos se registran, por ejemplo, en horarios en los que no se genera energía proveniente del sol (en la noche), no se aprovecharía esta generación (como sería en el caso del Net Metering). Es por lo anterior, que idealmente se esperaría que los consumos estuviesen repartidos en el día, lo cual, como se verá a continuación, no es el caso de este tipo de establecimientos, por ende, afecta directamente a la rentabilidad del sistema fotovoltaico.

Para la elaboración de los perfiles de demanda, se realizan visitas a cada establecimiento, donde se realiza un inventario de artefactos eléctricos con ayuda de las herramientas descritas en la Sección 5.1.1, dejando claro el horario de uso de cada uno de ellos, los cuales posteriormente se respaldan con los consumos establecidos en las cuentas de electricidad.

Para facilitar la estimación de la potencia requerida para el sistema en base a los criterios mencionados en la Sección 4.3.3, se establecen demandas diarias promedio para los meses de alta radiación (Octubre a Marzo) y para los de baja radiación (Abril a Septiembre), por simplicidad, en adelante se nombraran como periodos de verano e invierno, respectivamente. Cabe mencionar, que, para la estimación de esta demanda, se promedia la demanda mensual en cada periodo en base a lo adjuntado en las boletas de la distribuidora eléctrica, luego, en base

a la entrevista sobre el uso de los artefactos eléctricos, se obtienen los perfiles de demanda diaria.

Una vez procesada la información, se obtienen los siguientes perfiles:

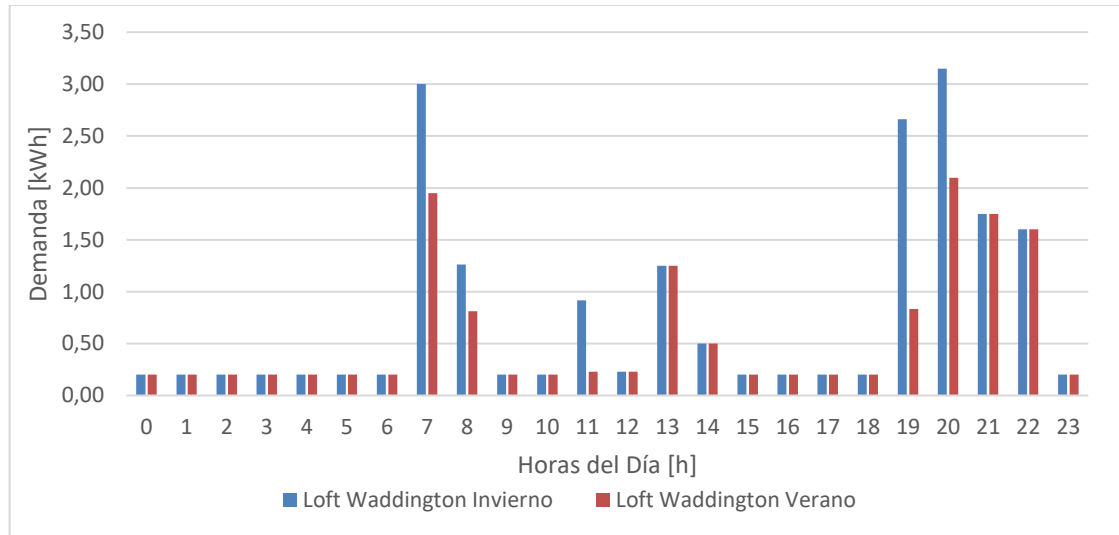


Figura 5.7 - Demanda diaria de energía en periodo de verano e invierno para Loft Waddington.
Fuente: Elaboración Propia.

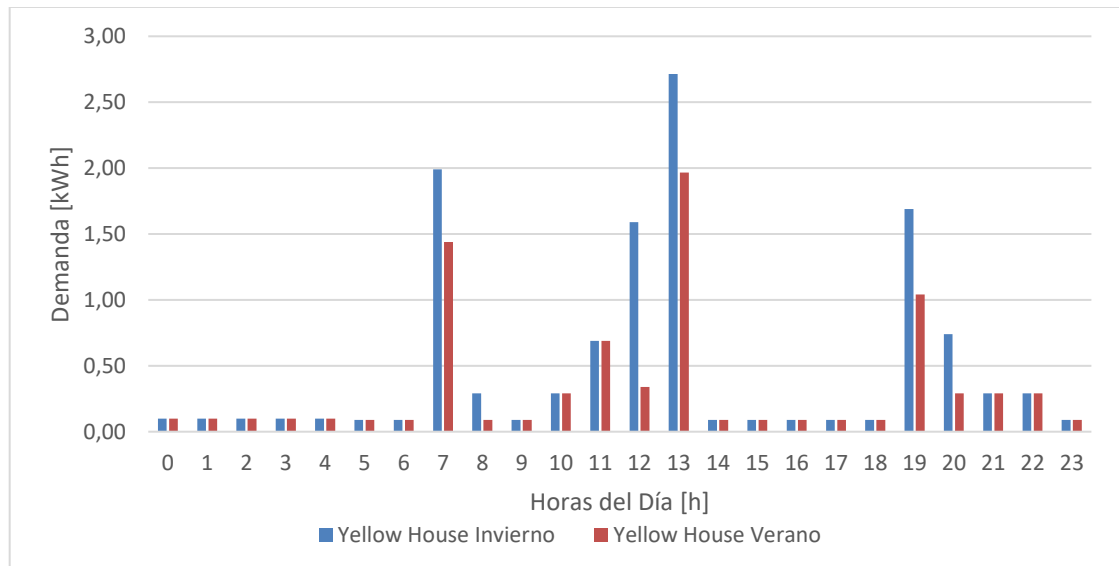


Figura 5.8 - Demanda diaria de energía en periodo de verano e invierno para Hostel The Yellow House.
Fuente: Elaboración Propia.

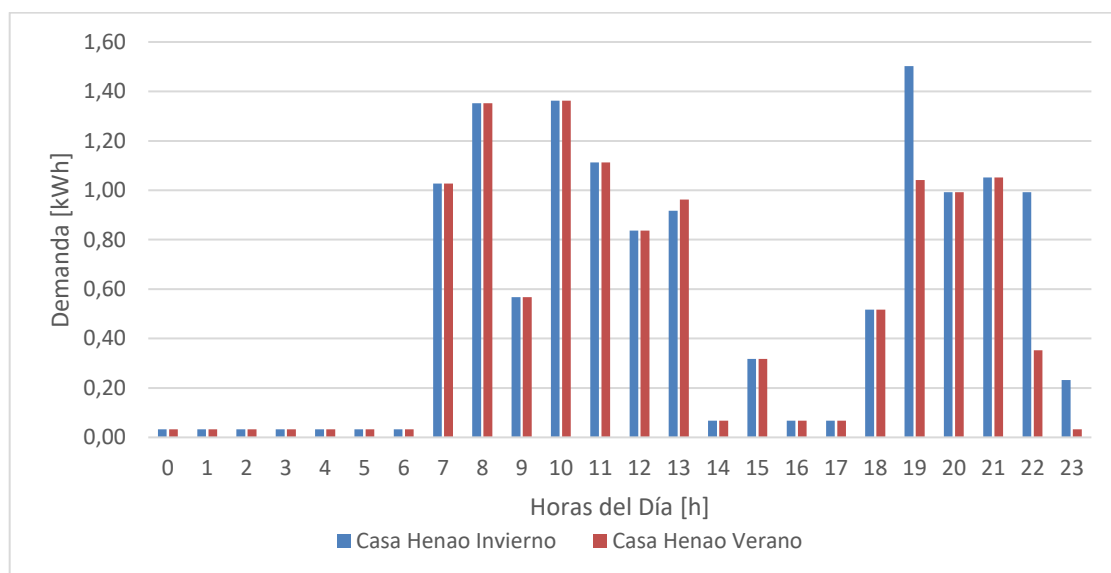


Figura 5.9 - Demanda diaria de energía en periodo de verano e invierno para Hostal La Casa de Henao.
Fuente: Elaboración Propia.

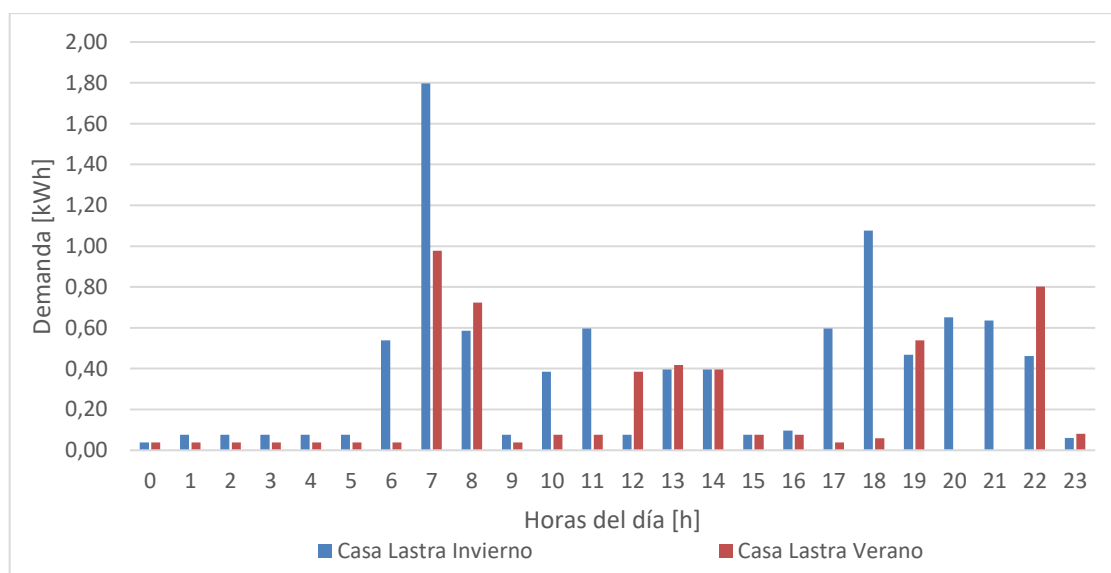


Figura 5.10 - Demanda diaria de energía en periodo de verano e invierno para Hostal Casa Lastra.
Fuente: Elaboración Propia.

Como se puede ver en las gráficas anteriores, el consumo diario se concentra mayoritariamente en los horarios durante la mañana y tarde, esto es debido al modelo de negocios que siguen estos establecimientos, donde predomina el turista que desayuna y durante el día se encuentra fuera de éste, volviendo por

la tarde para relajarse y volver a repetir la rutina al día siguiente. Es por este motivo, que los artefactos eléctricos que más se ven inmersos dentro del consumo son, por ejemplo, los hornos eléctricos, hervidores, refrigeradores, y obviamente, la iluminación, la cual, como punto a favor, prácticamente en la totalidad de las instalaciones inspeccionadas, se realiza mediante focos LED o de bajo consumo.

Luego, a modo de resumen, se observa la demanda diaria del conjunto de hostales para verano (Figura 5.11) e invierno (Figura 5.12) en las siguientes gráficas:

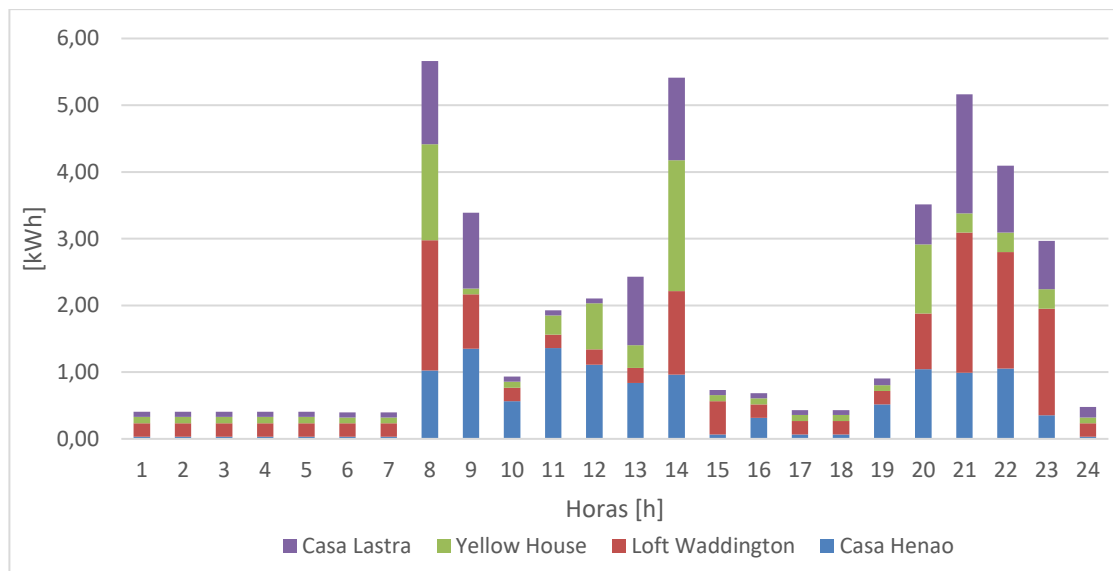


Figura 5.11 - Demanda Diaria para el conjunto de establecimientos, en periodo de Verano.

Fuente: Elaboración Propia.

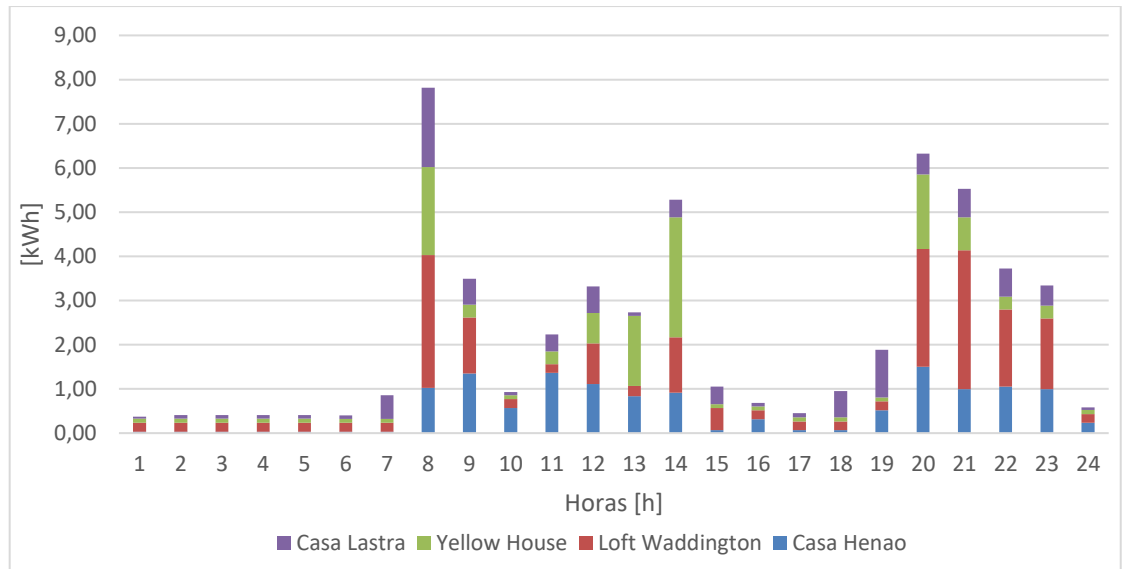


Figura 5.12 - Demanda Diaria para el conjunto de establecimientos, en periodo de Invierno.
Fuente: Elaboración Propia.

Como es de suponer, el consumo durante el periodo invernal es superior, esto debido a que, en primer lugar, los días son más cortos, requiriendo iluminación por mayor tiempo, además de que, aunque la ocupación es menor, se hace un mayor uso de las instalaciones debido a que los turistas frecuentan más dentro de los hostales.

De las gráficas anteriores (Figura 5.11 y 5.12), es posible desprender que no todos los consumos son iguales, por lo que, para una eventual inversión en conjunto (en donde según los estamentos citados en la Ley N°21.118 “*la participación de cada uno de ellos (asociados) en la propiedad del equipamiento de generación, el nombre del representante de los usuarios ante la concesionaria y las reglas de repartición de las inyecciones*” [24]), se supondrá que tal repartición será en función de la demanda anual de energía de cada establecimiento, lo cual supone el siguiente desglose de la inversión por cada establecimiento Tabla 5.1:

Tabla 5.1 - Porcentaje de la Demanda Anual del Conjunto por establecimiento.

Establecimiento	Porcentaje de Demanda [%]
Casa Henao	28
Loft Waddington	36
Yellow House	21
Casa Lastra	15

5.1.4. ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Para obtener los parámetros de orientación, es relevante conocer los valores de la irradiancia disponible en la ubicación, los cuales se obtienen del Registro Solarimétrico de la Universidad Técnica Federico Santa María [25]. Como norma general en el territorio nacional, el óptimo es que la instalación este orientada hacia el norte, en caso de que eso no sea posible, son admisibles instalaciones que cuenten con algún grado de orientación hacia el este u oeste, no obstante, hacia el sur, la viabilidad del proyecto disminuye sustantivamente.

A continuación (Figura 5.13), se puede observar los niveles de radiación diarios para distintas inclinaciones con un azimut dirigido hacia el norte, para el mes de enero:

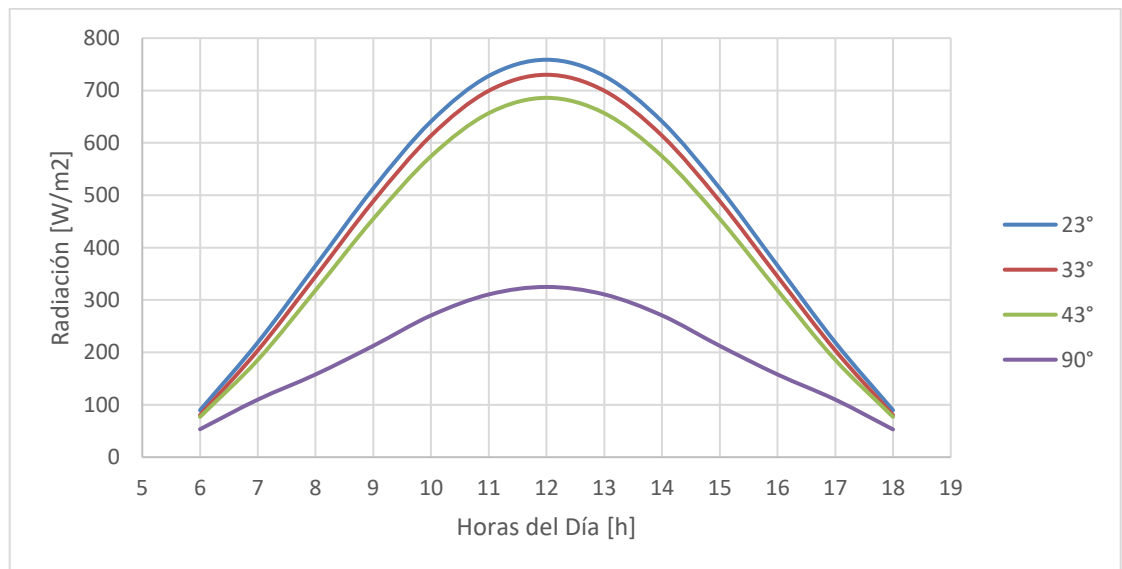


Figura 5.13 - Niveles de Radiación Diarios para azimut 180°N, para distintas inclinaciones, para el mes de Enero.

Fuente: Elaboración Propia.

Como se puede ver, para la ciudad de Valparaíso, se esperaría que una inclinación de 23° con respecto a la horizontal, maximice la radiación recibida, no obstante, el margen de perdida entre 23° y 43° es bajo (9,6% menos con 43° de inclinación y 3,8% menos con 33° , considerando la hora de mayor radiación, llegando a tener un ínfimo margen en periodos lejanos al medio día), por lo que para efectos de este estudio, y dada la latitud de la ciudad de Valparaíso, se utilizara como supuesto una inclinación de 33° , dejando claro que no habría factibilidad de implementar la instalación con inclinaciones bajo los 23° y sobre los 43° . Lo anterior deja un margen de error de un 6% (de disminución) en caso de que la inclinación real sea mayor, y de un 3,8% (de aumento) si es que la inclinación es menor.

Ya entrando en terreno particular, se procede a estimar el área disponible y la orientación que presentan los techos de cada establecimiento, esto con la finalidad de tomar una decisión acertada con respecto a en qué lugar conviene realizar la instalación y si es que alguno cumple con los mínimos requerimientos de viabilidad con respecto a estos aspectos.

Lo anterior se hace con el software Google Earth y se detalla en las siguientes imágenes:



Figura 5.14 - Superficie de Techumbre del Hostal The Yellow House.
Fuente: Google Earth

Como puede verse en la Figura 5.14, la techumbre presenta tres secciones. La primera de ellas cuenta con un área de 35 [m²] y una orientación de 10° NE, la segunda tiene 40 [m²] y una orientación de 40° NO, y por su parte, la tercera tiene una superficie de 32 [m²], orientada en 10° SE, haciendo inviable una instalación paralela a esta sección de la techumbre.

Por su parte, el Hostal La Casa de Henao B&B, cuenta con dos superficies disponibles para realizar una instalación solar, las que se pueden ver a continuación en la Figura 5.15:



Figura 5.15 - Techumbre disponible del Hostal La Casa de Henao B&B.
Fuente: Google Earth

La primera superficie, es de 120 [m²] y está orientada en 45° SE, por su parte, la segunda cuenta con 50 [m²] a 45° NE. De igual forma que en el caso del hostel anterior, se descarta el “Área 1” dado que una instalación orientada al sur, en las latitudes estudiadas presenta baja viabilidad para proyectos solares.

Por su parte, Loft Waddington utiliza una edificación que está catalogada como patrimonial por la UNESCO, imposibilitando la implementación de cualquier ampliación y/o instalación en la fachada de la construcción original. No obstante, dentro del terreno contiguo al establecimiento, se está construyendo actualmente

una cafetería, la cual se ha diseñado con el afán de poder llevar a cabo una instalación solar. A pesar de que aún no está construida, en base a mediciones del terreno en basal, contaría con al menos 50 [m²] de techumbre, los cuales estarán orientados 0° con respecto al Norte, siendo un lugar ideal para una instalación de éste tipo.

El terreno en donde se edificará esta cafetería, se muestra en la Figura 5.16; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**



Figura 5.16 - Terreno en el que se construirá cafetería en Loft Waddington.
Fuente: Elaboración Propia.

Por su parte, el Casa Lastra Hostel, no cuenta con una techumbre, dado que el establecimiento cuenta con una azotea, la cual cumple las veces de terraza y patio de uno de los Loft con los que cuenta, es por esto que en este lugar se ve imposibilitada una instalación solar.

El caso de este hostel es importante para este análisis, dado que el modelo a analizar presenta una gran ventaja para estos establecimientos, ya que pueden optar a contribuir con generación de ERNC sin la necesidad de contar con una techumbre (en este caso) para implementar un sistema fotovoltaico.

5.1.5. COSTOS DE MÓDULOS DE GENERACIÓN

Los costos de un sistema de generación fotovoltaica toman relevancia al momento de realizar la evaluación, debido a que es el monto en el que debe incurrir el usuario al momento de adquirir el sistema, es decir, la inversión inicial. En la Tabla 5.2 es posible encontrar un resumen de los ítems que se pueden encontrar dentro de las cotizaciones de sistemas solares con inyección a la red bajo el marco normativo de la Ley N°20.571

Tabla 5.2 - Desglose de Costos de Implementación de un Sistema "On-Grid".

Ítem	Descripción
Kit Fotovoltaico	El Kit suele incluir el sistema fotovoltaico completo, es decir, los paneles fotovoltaicos requeridos según la potencia, el Inversor, el cableado, conectores y estructura.
Mano de Obra	Costo de instalación del sistema, algunos proveedores incluyen este ítem dentro del valor del Kit, por lo que hay que revisar cada caso.
Tramitación	Se refiere al procedimiento legal que hay que llevar a cabo para oficializar una instalación bajo la Ley N°20.571, proceso especificado en la Figura 4.2. Algunos proveedores incluyen este valor dentro del Kit, por lo que también se sugiere revisar cada caso.

Los costos anteriormente mencionados, suelen repartirse dentro de la inversión inicial según se expresa en la Figura 5.17 en el mercado nacional, esto significa, que un 58% de la inversión vendría dado por costos relativos a Mano de obra, tramites de conexión, equipos de medición y otros; un 24% a los paneles fotovoltaicos, un 10% al inversor y un 8% a la estructura de soporte [26].

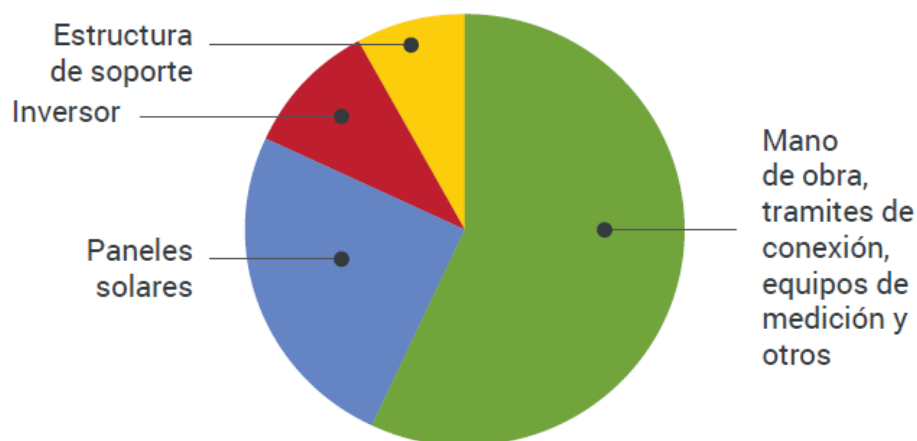


Figura 5.17 - Distribución de Costos de un proyecto fotovoltaico dentro del mercado nacional.
Fuente: proyectosolar.cl

Cabe mencionar, que es estrictamente necesario, que todos los implementos incluidos en el Kit, especifiquen claramente que son certificados por la SEC, lo cual, de no ser así, no existe posibilidad de realizar puente con la red de forma legal, lo cual se traduce en inyecciones de forma ilegal, además, de instalaciones inseguras.

Para la determinación de los valores, se utiliza como primera referencia el “Índice de Precios de Sistemas FV conectados a la red de distribución comercializados en Chile” [27], informe que es de basta utilidad, dado que sirve para tener noción de los precios y la variación de estos cada año, además de las marcas y tecnologías más utilizadas por las empresas que colaboran para llevar a cabo el informe.

Luego, se tiene un amplio abanico de empresas que prestan los servicios de instalación según el desglose presentado en la Tabla 5.2, las cuales presentan la información generalmente en sus páginas web o se puede solicitar a través de una cotización (vía correo o telefónica). Entre las sondeadas se encuentran:

- Natura Energy: <http://www.naturaenergy.cl>
- ENEL X: <http://www.tiendaenel.cl>
- S-SAVE: <http://www.s-save.cl>

- KUHN: <http://www.kuhn.cl/webstore/>
- Solar Zone: <http://www.exin.cl>

Dado que cada empresa provee de distintos kits, es decir, distinto tipo de panel, inversor, etc., una evaluación económica de la opción más conveniente no dependerá totalmente del valor de la inversión, sino que también de la calidad de los insumos.

Para efectos de este informe, se tomarán en cuenta los kits cotizados en Solar Zone, los cuales son con modalidad “Llave en Mano”, es decir, se encargan desde la instalación a la puesta en marcha de la planta solar.

En base a los perfiles de demanda del conjunto de hostales, se decide evaluar las opciones de 6 y 7 [kW], análisis que se puede observar en el siguiente apartado.

El costo de estos kits, asciende al valor de \$5.790.000 el de 6 [kW], y por su parte, el de 7 [kW] toma un valor de \$6.490.000.

5.1.6. GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Como se dijo anteriormente, la generación durante los periodos de alta radiación se debe ajustar lo más posible a la demanda diaria, dado que un sobredimensionamiento excesivo, disminuiría la rentabilidad del proyecto, es por lo anterior, que este procedimiento se debe desarrollar minuciosamente con tal de obtener resultados lo más fidedignos posibles.

En la Sección 4.3.3 se explica el proceso de cómo, con la información recabada para cada ubicación desde el Registro Solarimétrico de la UTFSM es posible estimar la generación en cierto periodo de tiempo para una instalación dada, es por aquello, que en primera instancia, se supondrá que ésta contara con una azimuth 180°N y 33° de inclinación con la horizontal, y se estimara el área y número de paneles requeridos para la instalación. A continuación (Tabla 5.3), se adjuntan los datos técnicos del panel fotovoltaico:

Tabla 5.3 - Datos de entrada Panel fotovoltaico.

Marca	GCL
Modelo	P 6/60
P_{max} [W]	270
PTC [%/°C]	-0,39
Área [m²]	1,63
Temperatura M. [°C]	45
Eficiencia M.	0,166

Con estos datos de entrada, adicionados a los datos de radiación horaria para el azimut y orientación dada, es posible aplicar las ecuaciones 2, 3 y 4, para obtener la energía teórica del módulo (E_M), la energía perdida por las variaciones de temperatura (E_T) y la energía efectiva (E_E), respectivamente, llegando a los siguientes resultados para periodo de invierno (Tabla 5.4) y verano (Tabla 5.5):

Tabla 5.4 - Energía Generada por Panel en Invierno, para un azimut de 180° y orientación de 33°, en Valparaíso.

Horas [h]	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m²]	0	31,35	119,4	218,7	311,2	377,3	401,3	377,3	311,2	218,7	119,4	31,35	0
E_M [kWh]	0	0,008	0,032	0,059	0,084	0,102	0,108	0,102	0,084	0,059	0,032	0,008	0
E_T [kWh]	0	-0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	-0	0
E_E [kWh]	0	0,008	0,03	0,054	0,077	0,094	0,1	0,094	0,077	0,054	0,03	0,008	0

Tabla 5.5 - Energía Generada por Panel en Verano, para un azimut de 180° y orientación de 33°, en Valparaíso.

Horas [h]	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m²]	55,12	170,2	304,1	442,1	563,5	647,2	677	647,2	563,5	442,1	304,1	170,2	55,12
E_M [kWh]	0,015	0,046	0,082	0,119	0,152	0,175	0,183	0,175	0,152	0,119	0,082	0,046	0,015
E_T [kWh]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
E_E [kWh]	0,014	0,042	0,076	0,11	0,14	0,161	0,169	0,161	0,14	0,11	0,076	0,042	0,014

Una vez que se tienen los valores de generación por panel, es posible estimar el tamaño de instalación que exige la demanda, y con ello, el número de paneles y área requeridos, lo cual se puede observar de mejor forma en las siguientes gráficas (Figura 5.18 y Figura 5.19).

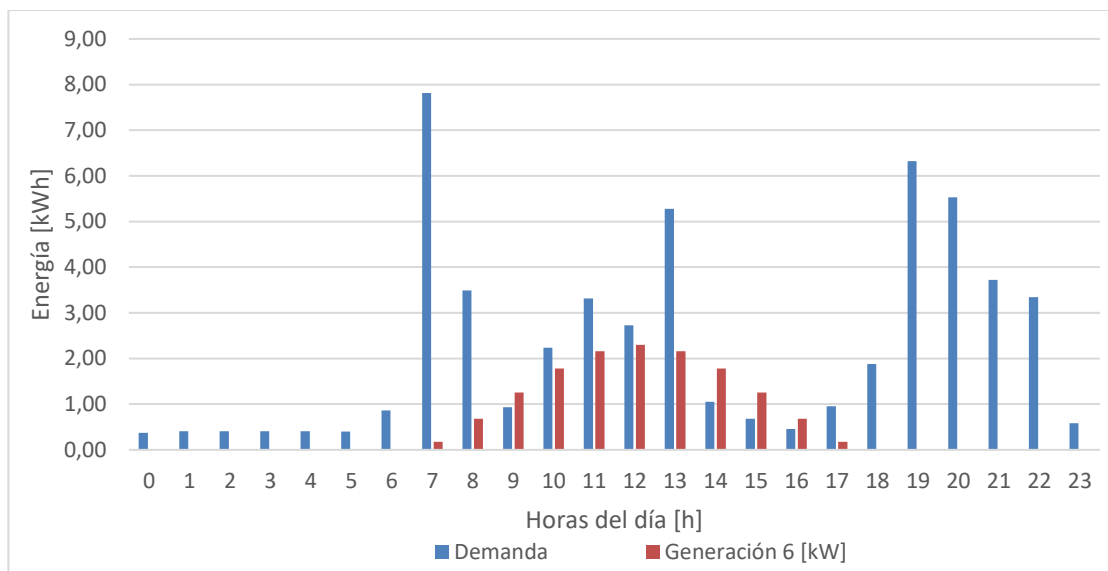


Figura 5.18 - Demanda v/s Generación en periodo de Invierno, para una Instalación de 6 [kW], en Valparaíso.
Fuente: Elaboración Propia.

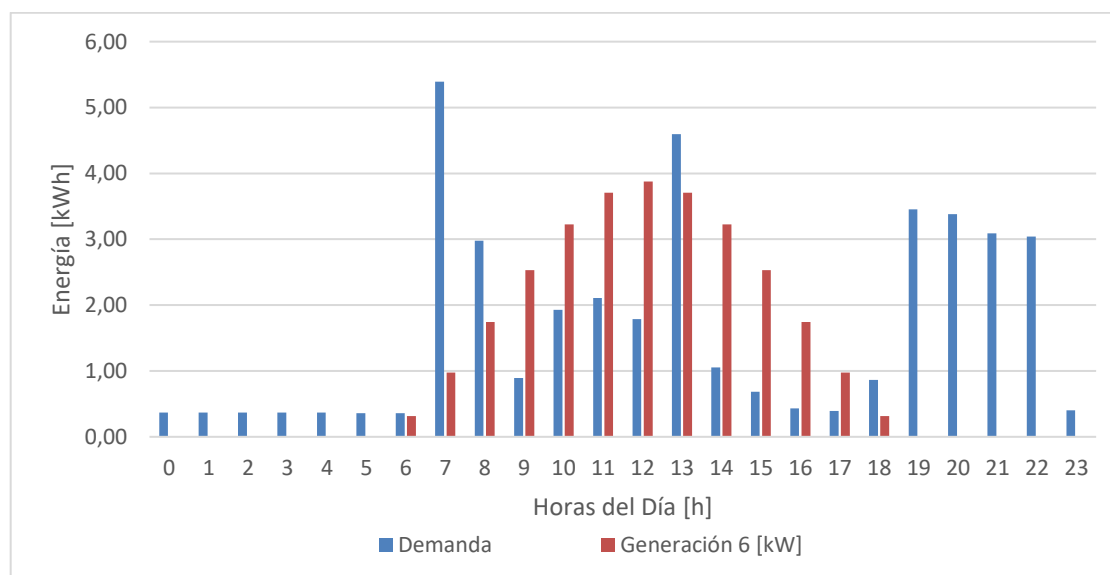


Figura 5.19 - Demanda v/s Generación en periodo de Verano, para una Instalación de 6 [kW], en Valparaíso.
Fuente: Elaboración Propia.

Como se puede ver en las figuras anteriores, la generación logra cubrir gran parte de la demanda durante el invierno, al igual que en el verano, no obstante, a modo comparativo, se evaluará de igual forma una instalación de 7 [kW], con tal de

tener un contraste en la evaluación de dos potenciales distintos de generación, además de las implicancias tanto técnicas como económicas que podría traer la decisión entre un proyecto u otro.

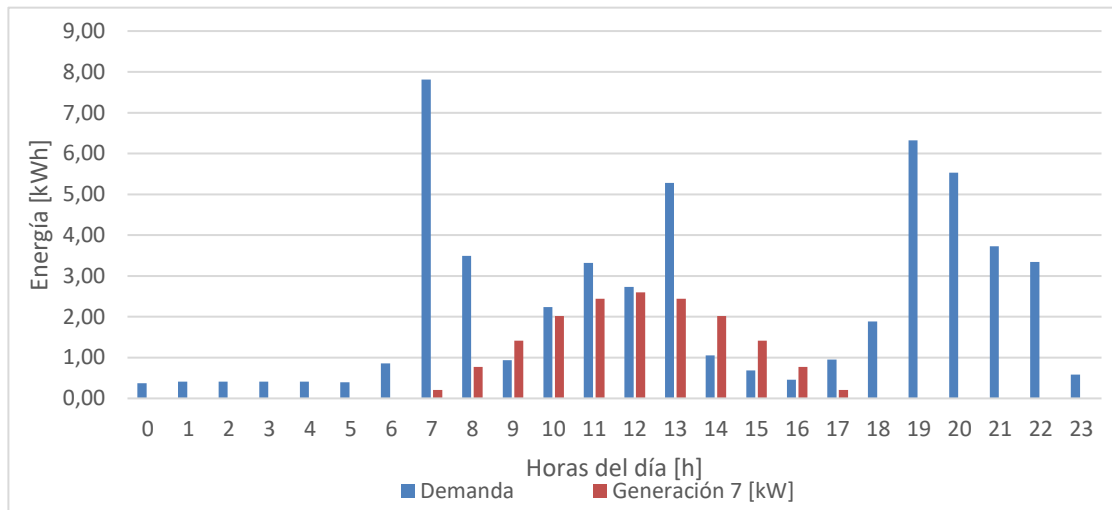


Figura 5.20 - Demanda v/s Generación en periodo de Invierno, para una Instalación de 7 [kW], en Valparaíso.
Fuente: Elaboración Propia.

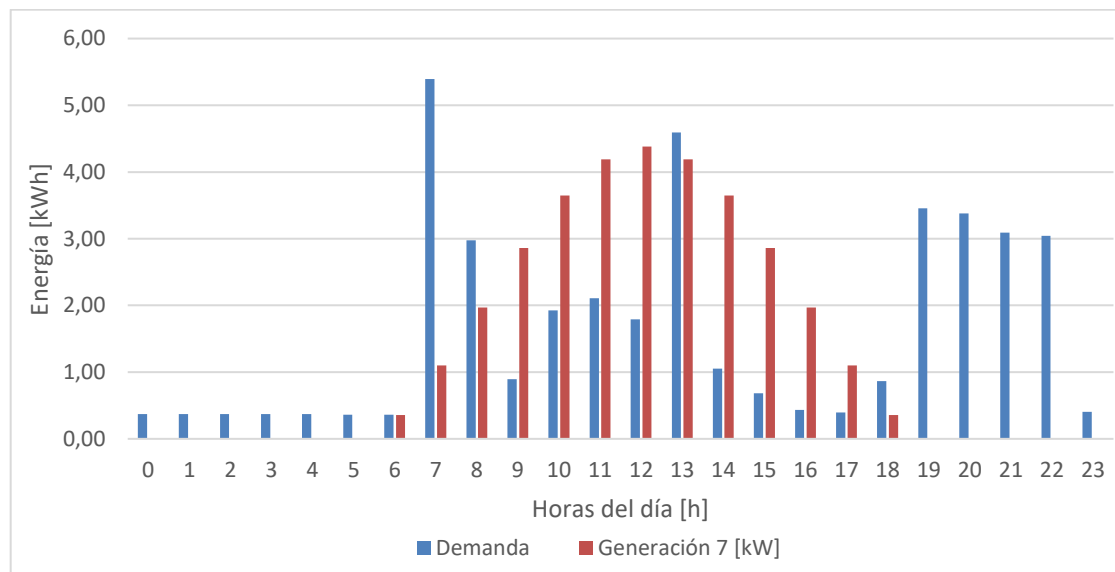


Figura 5.21 - Demanda v/s Generación en periodo de Verano, para una Instalación de 7 [kW], en Valparaíso.
Fuente: Elaboración Propia.

Como puede verse en las gráficas anteriores, en el periodo de verano (Figura 5.21), la generación supera ampliamente en gran parte del día a la demanda, por ende, se deberán considerar los excedentes vertidos a la red para el análisis

económico. Por otro lado, se puede observar en el gráfico de invierno (Figura 5.20), que la generación prácticamente equipara a la demanda en gran parte del día, lo cual, al realizar un análisis anual, podría paliar los efectos de una alta inyección de excedentes en periodo de verano.

Para el posterior análisis económico, detallado en el siguiente capítulo (6) se realizan tablas en las que se especifican la demanda, generación, autoconsumo, inyección y consumos para las horas de alta radiación (10:00 – 16:00), las horas de baja radiación (06:00 – 10:00 y 16:00 – 18:00) y el consumo nocturno el cual obviamente no presenta beneficios por la generación fotovoltaica. Cabe mencionar, que los horarios descritos se seleccionaron en base a la data obtenida a partir del Registro Solarimétrico de la UTFSM.

Además, se definen los siguientes conceptos, con la finalidad de que no queden dudas al respecto:

- **Demanda Energética:** Es la energía que demanda el inmueble a partir del uso de los artefactos eléctricos conectados a la red en un periodo de tiempo dado.
- **Generación:** Es la energía neta que es capaz de generar el sistema fotovoltaico en un tiempo dado.
- **Autoconsumo:** Es la energía que se genera y que se puede utilizar en el momento, reduciendo el consumo desde la red.
- **Inyecciones:** También conocidas como excedentes, se dan cuando la generación es mayor a la demanda energética, siendo el remanente energético vertido a la red a un precio de venta inferior al que se compra.
- **Consumos:** Los consumos finales vienen dados cuando la generación no es suficiente para suplir toda la demanda, es decir, es la diferencia entre el autoconsumo y la demanda.

Los conceptos anteriores se describen gráficamente y a modo de resumen en la siguiente figura (Figura 5.22):

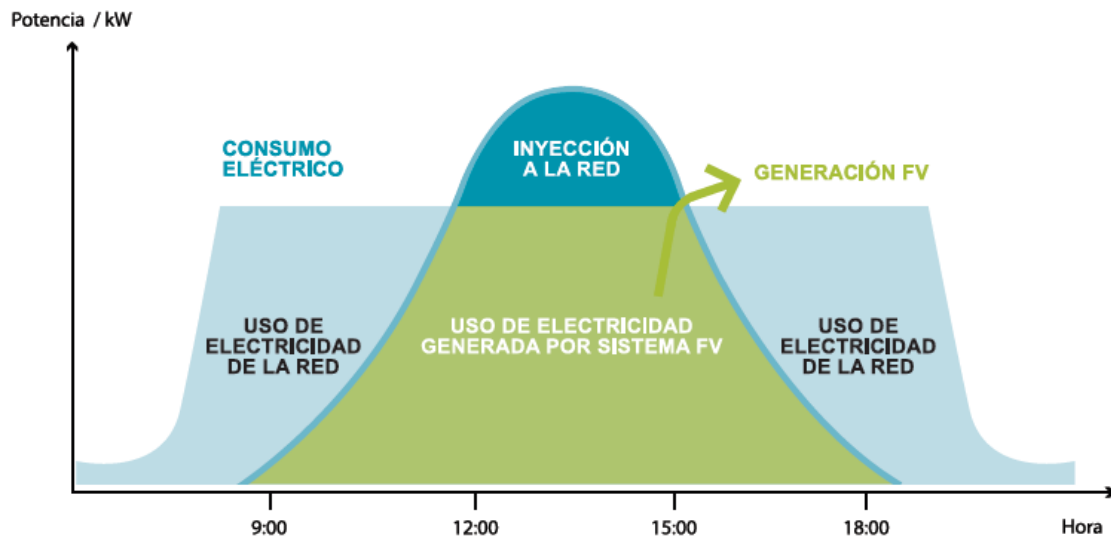


Figura 5.22 - Gráfico explicativo del uso de la energía eléctrica con sistema de generación FV con inyección de excedentes.

Fuente: giz.de

Las tablas mencionadas anteriormente, se adjuntan en el Anexo 1 para dejar constancia del análisis, dejando espacio a los resultados en el análisis económico.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para la evaluación económica se tendrán las siguientes consideraciones:

- El periodo de evaluación será a 20 años, ya que, por lo general, corresponde a la vida útil de una planta solar de estas características.
- Se considera un decrecimiento anual de la generación energética de un 0,672% anual, debido a la degradación de los paneles FV indicada por el fabricante [28].
- Para el consumo energético, se considera la tarifa de suministro de Chilquinta Energía S.A. la cual tiene un costo para Valparaíso de 133,224 [\$/kWh] y para las inyecciones de excedentes, se considera el precio nudo de baja tensión, que asciende a 87,364 [\$/kWh] [29], valores que supondrán un aumento de un 3% anual [30]
- Dada la envergadura de la instalación, se considera un cargo anual por conceptos de operación y mantenimiento de la planta, el cual oscila entre un 0,5 y un 2% de la inversión inicial [31]. Para efectos del presente informe se considerará un 1,5%, donde dicho porcentaje se supondrá que será costado según las mismas reglas de repartición de costos estipuladas en la Tabla 5.1 con un aumento de 3% anual.
- Se empleará una tasa de descuento de un 8%.
- Dólar observado al 04/06/2019: 693,26 [\$/USD] [32].

A partir de lo anterior, se obtienen los resultados adjuntos en la Tabla 6.1, cuyo detalle del cálculo, datos de radiación, y evaluación económica se pueden observar en las tablas adjuntas en el ANEXO B: TABLAS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO.

Tabla 6.1 - Resumen de resultados para evaluación de instalación asociativa.

Sistema de 6 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	5.790.000	1391,96	Loft Waddington	2.084.400	1.562.191	16%	9
			Casa Henao	1.621.200	1.215.038		
			Yellow House	1.215.900	911.278		
Casa Lastra			868.500	650.913			
Sistema de 7 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	6.490.000	1337,36	Loft Waddington	2.336.400	1.703.308	16%	9
			Casa Henao	1.817.200	1.324.795		
			Yellow House	1.326.900	1.182.853		
Casa Lastra			973.500	709.712			

Como puede verse, en ambos casos se obtienen indicadores económicos similares, con periodos de retorno de 9 años, lo cual está por sobre lo que esperan los propietarios de los hostales, a quienes les son más interesantes las inversiones a plazos menores, idealmente a 5 años.

No obstante, considerando los precios actuales, los cuales están por debajo del promedio que se observa en el índice de precios FV para el rango de potencia, valor que asciende a los 1.913 [USD/kW] [27], resultaría más atractiva una instalación en conjunto de 7 [kW], la cual, a pesar de que se requeriría de una inversión mayor, no representaría un aumento sustantivo (si es que se analiza lo que debe desembolsar cada asociado), asegurando un mayor respaldo energético por parte de la instalación fotovoltaica.

Dicha opción, requeriría un área mínima de 43 [m²], considerando 26 paneles del modelo ofrecido por la empresa Solar Zone, que fueron con lo que se realizó el análisis técnico y económico.

En base al área requerida y a la orientación con la que se llevó a cabo la evaluación, la decisión más sensata sería llevar a cabo la instalación asociativa de 7 [kW] en la techumbre de la cafetería en construcción del Loft Waddington.

6.2. EVALUACIÓN INSTALACIONES AISLADAS

Al ser la implementación de este proyecto algo que no se ha aplicado anteriormente bajo las normativas nacionales, resulta relevante analizar la diferencia entre realizar la instalación asociativa, o bien, realizar un proyecto de un establecimiento aislado con inyección a la red sin las modificaciones a la Ley de Generación distribuida propuestas en la Ley N°21.118. Lo anterior, con la finalidad de contrastar resultados con el modelo asociativo y verificar si efectivamente conllevaría una ventaja llevar a cabo este tipo de instalaciones.

Para estimar la capacidad de cada sistema aislado, siendo congruente con el análisis que se está realizando, se trabajará bajo el supuesto de que cada establecimiento realizará una instalación del tamaño igual a la fracción de demanda total que le corresponde, en base a las potencias a evaluar en el conjunto (6 y 7 [kW]), esto se resume en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2 - Potencias a evaluar para casos aislados.

Establecimiento	Porcentaje de Demanda [%]	Potencia Instalación Aislada base 6 [kW]	Potencia Instalación Aislada base 7 [kW]
Loft Waddington	36	2	2,5
Casa Henao	28	1,7	2
Yellow House	21	1,5	1,7
Casa Lastra	15	-	-

Para el caso del Hostal Casa Lastra, se obviará el análisis aislado, dado que como se explicó anteriormente, no cuenta con techumbre disponible para la realización de una instalación solar.

A partir de los parámetros descritos anteriormente, se obtienen los siguientes resultados para los casos aislados (Tabla 6.3), cuyo detalle de cálculo se puede encontrar en el ANEXO B: TABLAS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO:

Tabla 6.3 - Indicadores Económicos para las propuestas individuales.

Establecimiento	Capacidad	Valor		Área Requerida	VAN	TIR	Payback
	[kW]	[\$]	[USD/kW]	[m²]	[\$]	[-]	[años]
Loft Waddington	2,5	3.062.472	1.767	16,3	680.914	11%	11
	2	2.890.000	2084	13	133.218	9%	12
Casa de Henao	2	2.890.000	2084	13	423.442	10%	11
	1,7	2.559.698	2172	11,4	411.927	10%	11
The Yellow House	1,7	2.559.698	2172	11,4	79.023	8%	16
	1,5	2.414.974	2322	9,8	-166.292	7%	-

A partir de los resultados obtenidos, se tienen que los periodos de retorno de la inversión son levemente mayores que en el caso asociativo, presentando rentabilidad para los casos del Loft Waddington y de La Casa de Henao, no obstante, como puede verse, las inversiones iniciales son sustancialmente mayores, por lo que, bajo estas condiciones, resultaría más llamativa la implementación de un proyecto asociativo. Lo anterior, cobra relevancia al analizar el caso del Hostal The Yellow House, el cual claramente presenta indicadores económicos deficientes, lo cual podría deberse a su perfil de demanda diario, el cual presenta fuertes peaks en horarios de baja generación, disminuyendo los ahorros, además de aquello, como se puede ver en la Tabla 6.3, a medida que la instalación es de menor envergadura, el costo por [kW] instalado es mayor.

6.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Dentro de este análisis de sensibilidad, se pretende encontrar un valor óptimo de inversión para el cual exista la rentabilidad buscada por los socios, además de evaluar el impacto que conlleva variar la potencia instalada del proyecto.

Dentro de las variaciones del valor de la inversión, se considera los valores en [USD/kW], debido a que este es un parámetro que servirá para comparar si el precio al que se accedería a los beneficios esperados es acorde al mercado actual o a las proyecciones en el corto plazo. A partir de esto, se evalúa para las potencias de 6 y 7 [kW] distintos precios de inversión con la finalidad de alcanzar un periodo de retorno entre 5 y 6 años, lo cual es la condición que anhelan los dueños de los establecimientos.

La variación de este parámetro se resume en la Figura 6.1

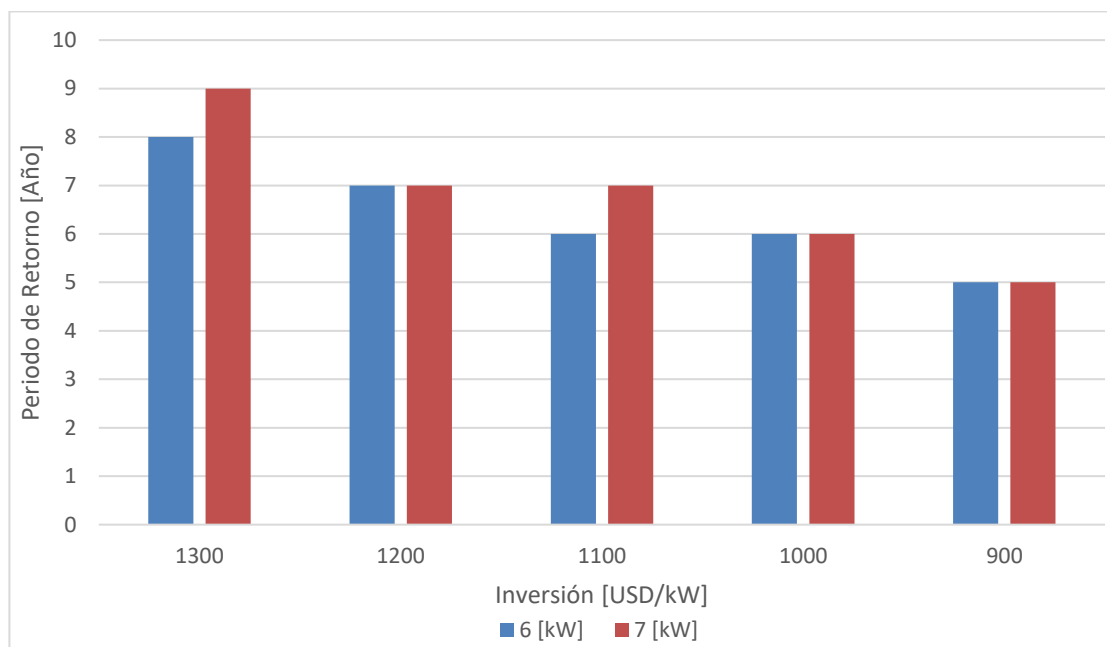


Figura 6.1 - Variación del Periodo de Retorno de la Inversión en Función del Costo del Sistema FV en [USD/kW].
Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 6.4 - Indicadores Económicos de la que serían las condiciones óptimas de inversión.

Sistema de 6 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	3.743.604	900	Loft Waddington	1.347.697	2.395.647	26%	5
			Casa Henao	1.048.209	1.863.281		
			Yellow House	786.157	1.387.461		
Casa Lastra			561.541	998.187			
Sistema de 7 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	4.367.538	900	Loft Waddington	1.572.313	2.832.516	29%	5
			Casa Henao	1.222.910	2.203.068		
			Yellow House	917.182	1.652.301		
Casa Lastra			655.130	1.180.215			

Como puede verse en la Tabla 6.4 cuyo detalle de cálculo se adjunta en el ANEXO B: TABLAS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO, los costos de inversión deben bordear los 900 [USD/kW] para que los proyectos cuenten con los periodos de retornos óptimos para los dueños de los hostales evaluados, no obstante, este periodo es totalmente arbitrario y podría variar según las pretensiones de otros inversionistas.

Cabe mencionar, con respecto a la cifra obtenida, que ésta aún se encuentra lejana al promedio actual observado dentro del país, que es de 1.913 [USD/kW], no obstante, el valor de los sistemas va en decrecimiento año a año, anotando una disminución de un 21% para instalaciones en el rango de 5-10 [kW] entre los años 2017 y 2018 [27], por lo que se espera que este valor siga la tendencia con el correr de los años. Sin embargo, y como puede verse en la Figura 6.2, las principales potencias mundiales en energía solar fotovoltaica, aún no alcanzan valores similares dentro del rubro residencial [33], por lo que aquellos escenarios, al menos en el corto plazo, no serían viables para instalaciones de esta

envergadura. Distinto es el caso para proyectos de gran escala, donde si sería posible observar valores similares o menores a los 1000 [USD/kW].

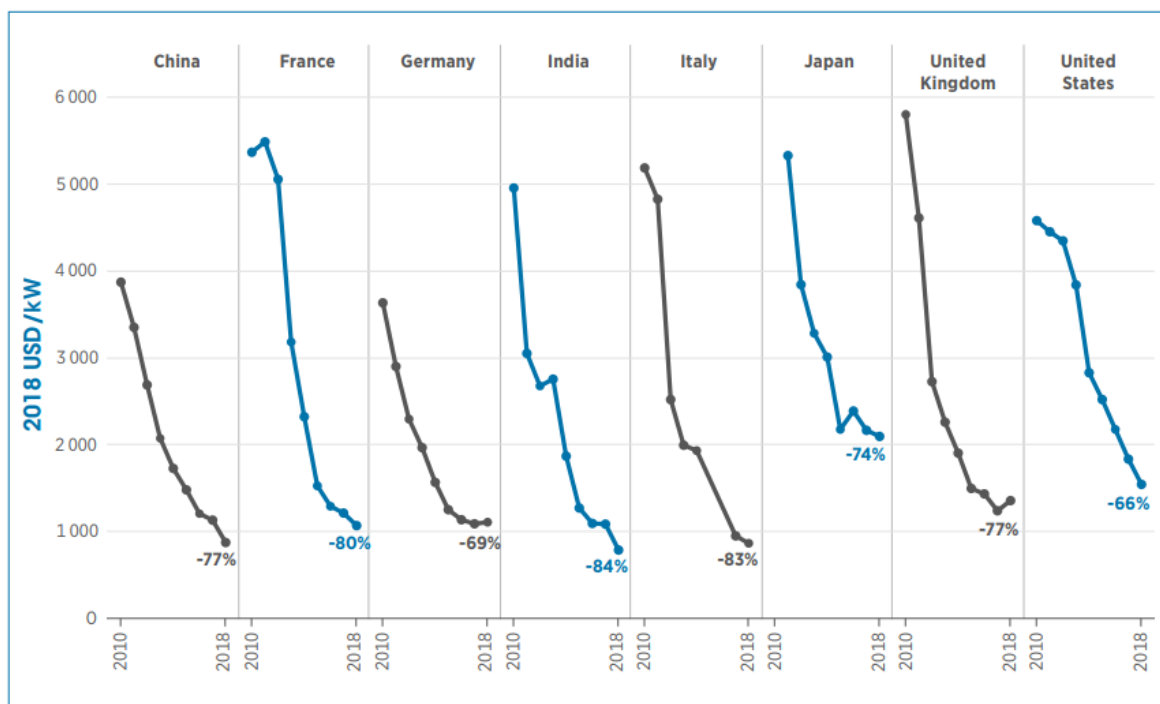


Figura 6.2 - Tendencia de los precios en [USD/kW], para las principales potencias mundiales en Energía Solar.

Fuente: irena.org

Adicionalmente a lo anterior, y en la búsqueda de dejar constancia de que un dimensionamiento acorde a la demanda es relevante bajo el modelo de Net Billing, se realizará la evaluación de potencias bajo y sobre las seleccionadas, es decir, suponiendo una instalación de 5 y 8 [kW].

Los resultados se pueden ver a continuación, en la Tabla 6.5:

Tabla 6.5 - Análisis de Sensibilidad en la variación de la potencia instalada.

Sistema de 5 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	4.990.000	1.439,57	Loft Waddington	1.796.400	1.254.431	16%	10
			Casa Henao	1.397.200	975.669		
			Yellow House	1.047.900	731.752		
Casa Lastra			748.500	518.180			
Sistema de 8 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	7.390.000	1.332,47	Loft Waddington	2.660.400	1.841.232	15%	10
			Casa Henao	2.069.200	1.432.070		
			Yellow House	1.551.900	1.074.052		
Casa Lastra			1.108.500	767.180			

Como puede verse, en ambos casos los indicadores económicos se ven disminuidos con respecto a las opciones seleccionadas para el análisis, dejando entrever la importancia de un dimensionamiento acorde a los requerimientos de demanda del inmueble, y comprobando el “espíritu” de la ley, el cual evoca que no se busca que se formen pequeñas generadoras de energía, sino que la energía que se genere sea la que realmente se necesita para cada caso.

7. POSIBLES MEJORAS

A partir del análisis realizado de la experiencia a nivel internacional, es que surge la necesidad de evaluar el impacto que tendrían en la rentabilidad de los proyectos posibles modificaciones en estos aspectos, entendiendo que el objetivo es mejorar las condiciones actuales en las que se implementaría este tipo de proyectos, en pos de aumentar la rentabilidad del proyecto.

Se consideran las siguientes propuestas de mejora, las que se evaluarán una a la vez, para los casos asociativos:

- **Modelo normativo Net Metering:** A pesar de que aún no existe norma técnica al respecto de este modelo, la evaluación se realizó a través del modelo que existe actualmente en el país, que es el Net Billing. La ventaja que tiene el Net Metering, es que los excedentes se valoran al mismo valor que los ahorros, restando importancia a la distribución de la demanda durante el día.
- **Subsidio del Estado:** Quizás la mejora menos probable, pero pertinente de evaluar, dado que una eventual mejora sustancial en la rentabilidad a través de este aspecto podría motivar a crear los mecanismos pertinentes para entregar estos subsidios. Para efectos de este informe, se evaluará un subsidio de un 30% en la inversión, similar a lo empleado actualmente en Estados Unidos [34].
- **Tecnología Alternativa de Paneles:** Como se vio en el apartado anterior, los paneles fotovoltaicos amorfos, o más conocidos como Capa Fina, presenta una buena opción a la hora de economizar, dado su precio más económico que los convencionales policristalinos, además de su versatilidad de operación. Es por aquello que resulta importante realizar una evaluación de si presentaría alguna ventaja implementar esta tecnología en este tipo de proyectos.

7.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE POSIBLES MEJORAS

7.1.1. NET METERING

En la Tabla 7.1 se adjuntan los resultados de la evaluación económica bajo el marco normativo de Net Metering:

Tabla 7.1 - Resumen de resultados para implementación de una instalación asociativa bajo el sistema Net Metering.

Sistema de 6 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	5.790.000	1391,96	Loft Waddington	2.084.400	1.870.964	18%	8
			Casa Henao	1.621.200	1.455.194		
			Yellow House	1.215.900	1.091.396		
Casa Lastra			868.500	779.569			
Sistema de 7 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	6.490.000	1337,36	Loft Waddington	2.336.400	2.115.342	18%	8
			Casa Henao	1.817.200	1.645.266		
			Yellow House	1.326.900	1.233.949		
Casa Lastra			973.500	881.392			

Luego de comparar los resultados de esta posible mejora contra la legislación vigente, si bien se obtienen mejores rentabilidades y periodos de inversión, esta mejora no es sustancial como para alcanzar un plazo de retorno de la inversión cercano a los 5 años, no obstante, cabe mencionar que por la forma de aplicar este método, a mayor envergadura de la instalación, los indicadores económicos podrían verse afectados positivamente debido a una mayor inyección de excedentes, sin embargo, también se requeriría de un mayor monto a desembolsar inicialmente.

7.1.2. SUBSIDIO A LA INVERSIÓN

En la Tabla 7.2 se resumen los resultados de la implementación de un subsidio a la inversión por parte del estado, ascendente a un 30% de ésta:

Tabla 7.2 - Resumen de resultados para la implementación de una instalación asociativa con un Subsidio a la Inversión Estatal de un 30%.

Sistema de 6 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	4.053.000	974,38	Loft Waddington	1.459.080	2.148.895	23%	6
			Casa Henao	1.134.840	1.671.363		
			Yellow House	851.130	1.253.522		
Casa Lastra			607.950	895.373			
Sistema de 7 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	4.543.000	936,16	Loft Waddington	1.635.480	2.363.059	23%	6
			Casa Henao	1.272.040	1.837.935		
			Yellow House	954.030	1.378.451		
Casa Lastra			681.450	984.608			

Como puede verse en la Tabla 7.2, los valores en la inversión inicial son similares a los óptimos encontrados en el análisis de sensibilidad, por lo que los resultados son igualmente similares, alcanzando periodos de retorno de 6 años, por lo que una mejora de carácter subsidiario presentaría un importante incremento en los beneficios de este tipo de proyectos.

Vale la pena mencionar, que si bien actualmente estados unidos aplica un 30% de subsidio a la inversión para estas instalaciones, este factor se está implementando dentro del periodo 2016-2019, para posteriormente descender progresivamente a un 26% el año 2020, 22% el 2021 y desde el 2022 en adelante, el subsidio solo cubrirá un 10% de la inversión [35].

Lo anterior hace pensar que difícilmente se implementaría esta mejora dentro del país, pero vale la pena dejar constancia de que una mejora de este tipo sería un factor importante para aumentar la capacidad instalada en base a ERNC.

7.1.3. TECNOLOGÍA ALTERNATIVA DE PANELES

Para la evaluación de esta mejora, se considerarán los porcentajes estipulados en la Figura 5.17, por lo que se considerará que del total de la inversión inicial, un 24% se destina a la compra de paneles fotovoltaicos, lo anterior, debido a que no se encontraron kits que traigan incorporados paneles de este tipo. Al evaluar monetariamente, se tiene que en la instalación de 6 [kW], se destinan \$1.357.000 por este concepto, y para la de 7 [kW], el monto asciende a \$1.534.000, valores que, al evaluar el valor unitario por panel, representa un 50% del valor por panel, por lo que para efectos de reemplazar por los paneles capa fina se dispondrá del mismo supuesto, esto para obtener un precio teórico del kit. De esta forma, se tiene que la inversión inicial en el caso de los 6 [kW] sería de \$5.424.098 y la de 7 [kW] de \$6.133.276, considerando un gasto de por concepto de paneles de \$1.023.698 y \$1.200.876, respectivamente para ambas instalaciones. Como se puede ver, el valor de la instalación disminuiría en un 7% en el caso de 6 [kW] y 6% en la de 7 [kW].

En vista de los costos anteriores, considerando el análisis de sensibilidad realizado, la mejora de los indicadores económicos no debiese ser sustancialmente mejor, no obstante, los parámetros de entrada del panel se ven modificados, por lo que de todas formas se realiza el balance energético y los análisis económicos respectivos.

A continuación, en la **Tabla 7.3** se pueden observar los datos de entrada del panel cotizado para el análisis, mayores especificaciones pueden obtenerse en ANEXO C: DETALLES DE EQUIPOS:

Tabla 7.3 - Datos de entrada Panel fotovoltaico Capa Fina.

Marca	SCHOTT
Modelo	Asi Clime 116
P_{max} [W]	116
PTC [%/°C]	-0,20
Área [m²]	1,45
Temperatura M. [°C]	45
Eficiencia M.	0,08

A partir de la evaluación técnica, adjunta en el ANEXO B: TABLAS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO (Tabla A58 a Tabla A65), se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 7.4 - Resumen de resultados para la implementación de una instalación asociativa considerando paneles fotovoltaicos de capa fina.

Sistema de 6 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	5.424.098	1.304,00	Loft Waddington	1.952.675	1.718.018	17%	8
			Casa Henao	1.518.747	1.336.236		
			Yellow House	1.139.061	1.002.177		
Casa Lastra			813.615	715.841			
Sistema de 7 [kW]	Inversión Total		Inversión por establecimiento		VAN	TIR	Retorno
	[\$]	[USD/kW]		[\$]	[\$]	[-]	[años]
	6.133.276	1.263,86	Loft Waddington	2.207.979	1.998.101	18%	8
			Casa Henao	1.717.317	1.554.078		
			Yellow House	1.287.988	1.165.559		
			Casa Lastra	919.991	832.542		

Como puede verse en la Tabla 7.4, los resultados son bastante mejores que la implementación de un sistema policristalino, presentando un menor periodo de retorno a la inversión, siendo recomendable una instalación de 7 [kW] para suplir los requerimientos energéticos del conjunto.

Por otro lado, hay que considerar que la superficie que requieren estos paneles es mayor a la que utilizan los policristalinos, dado que tienen una menor potencia por unidad de área. Esto se ve traducido en que para la instalación de 6 [kW] se requieren 52 paneles, con un área mínima de 75,4 [m²], para el caso de los 7 [kW] se necesitan 61 paneles para una superficie de al menos 88,5 [m²].

Lo anterior expuesto cobra relevancia cuando se tiene como limitante la superficie disponible de techumbre, considerando, además, que las superficies calculadas son solamente para los paneles, por lo que se debe tener en cuenta un adicional para temas de seguridad y mantenimientos posteriores a la planta, lo cual aumenta en gran cantidad el área requerida.

8. RECOMENDACIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Como se pudo ver en las figuras en las que se detallaba la demanda de los establecimientos, los consumos se concentran mayoritariamente durante los periodos de la mañana (06:00 – 09:00) y por la tarde (18:00 – 22:00), lo anterior no debiese sorprender, dado que el modelo de negocios de estos establecimientos, está destinado a pasajeros que durante el día realizan actividades de recreación fuera de las inmediaciones de éstos, luego, la demanda no depende directamente de la voluntad que pueda tener el sostenedor de cada establecimiento para emplear medidas de eficiencia energética que satisfagan el perfil de generación, y así, hacer más rentable la implementación del proyecto.

No obstante, existen ciertas recomendaciones generales, que se pueden adaptar al contexto que se está estudiando, por ejemplo:

- Preferir artefactos eléctricos con sellos A+ o A++, especialmente los refrigeradores, los cuales presentan un consumo importante fuera del horario de generación, lo cual se ve acrecentado en hostales que cuentan con más de un equipo.
- Preferir ampolletas tipo LED, las cuales deben estar posicionadas estratégicamente, con la finalidad de no verse en la obligación de instalar más iluminación de la requerida [36].
- Lavar a carga completa y con agua fría, prefiriendo horarios cercanos al mediodía, donde la radiación es mayor. Además, evitar utilizar secadora de ropa, salvo en casos en que el clima no permita el secado de forma natural.
- Emplear el uso de termos, para que al calentar agua en un hervidor eléctrico y/o tetera, se pueda depositar dentro de éstos, evitando a otra persona volver a calentar el agua sobrante.
- Planchar grandes cantidades de ropa a la vez, evitando la demanda energética que requiere la plancha cada vez que se calienta a la temperatura de operación.

9. CONCLUSIONES

Dentro del presente trabajo, en base a la investigación y análisis, se ha observado que la generación en base a ERNC es un proceso que actualmente se está buscando en una gran cantidad de países alrededor del mundo, los cuales presentan diversas políticas energéticas que proponen cambios en los aspectos que cobran relevancia en cada caso.

Con respecto al caso de estudio, se ha visto que a pesar de que el número de proyectos aumenta, no es un alza relevante, más bien presenta ciertas intermitencias, lo que se puede deber a los bajos incentivos que se ofrecen en el actual marco normativo, sumado a altas inversiones hacen que se pierda de cierta forma el atractivo, dando lugar a concluir que la Política Energética Nacional no busca que los consumidores tomen un puesto de peso dentro de la matriz energética nacional.

Dentro de los casos analizados dentro del mercado nacional, se observaron periodos de retorno de 9 años, menor a los periodos que se obtienen si es que la implementación la realizara cada establecimiento por separado, dado que los costos de inversión son menores.

Siguiendo la línea del análisis económico, se puede concluir en base a la inspección de la sensibilidad del proyecto, que los factores determinantes en el modelo actual es la inversión inicial, sumado a la cantidad de energía que se logra autoconsumir, es decir, un dimensionamiento que se acople a la demanda energética y minimice los excedentes sería más conveniente. No obstante, es importante recalcar que aspectos relacionados a la eficiencia energética son fundamentales debido a que, si se logra tener una demanda que se centre durante los periodos de mayor generación, eventualmente, se requeriría una instalación de menor potencia instalada, disminuyendo el costo de inversión, lo que se traduce en un aumento sustantivo de la rentabilidad.

El periodo de retorno es un factor importante para los socios (más que el VAN o la TIR), dado que, en base a las entrevistas realizadas, se llega a un consenso

que un periodo atractivo de payback, sería de 5 años. Dentro del análisis de sensibilidad, se busca un valor de inversión que aplique para aquella condición, alcanzando valores menores a los 1000 [USD/kW]. Actualmente en el mercado nacional no es posible encontrar ese nivel de precios para proyectos de baja escala (0-100 [kW]).

Finalmente, se evalúa un par de mejoras, la primera de ellas aplicando el modelo de Net Metering, el cual valora la energía inyectada al mismo valor que la energía consumida, disminuyendo la importancia del factor dimensionamiento, dando lugar a poder realizar sobredimensionamientos con el fin de obtener mayores beneficios por la inyección de excedentes. Posterior a la evaluación, se obtienen periodos de 8 años, disminuyendo en 1 año el modelo actual, por lo que no implicaría una mejora sustancial, por lo demás, los países en los que inicialmente se implementaba este modelo, lentamente lo están dejando de considerar, dejando de lado una eventual modificación hacia este tipo de marco normativo.

Por otro lado, se evalúa la implementación de un subsidio a la inversión, tal como se realiza en otros aspectos con las MiPyMEs, como subsidios CORFO o del SERNATUR, los cuales cubren en parte o la totalidad de la inversión. Se analizó un porcentaje del mismo valor actual al que se implementa en Estados Unidos, de un 30%, el cual presentaría una mejora sustantiva a la rentabilidad del proyecto, disminuyendo a 6 años el periodo de retorno a la inversión, no obstante es en el caso americano, el subsidio está en proceso de disminución, el cual llegará a un 10% el 2022, concluyendo que una implementación de este tipo en territorio nacional es poco probable, no obstante, realizar la evaluación presenta un grado de importancia, dado que se deja registro del impacto que podría causar una mejora de este tipo.

Sumado a lo anterior, buscando una propuesta más tangible, se propone implementar paneles fotovoltaicos de capa fina, los cuales destacan por su versatilidad y amplio espectro de usos (ambientes nublados, con sombra, altas temperaturas, etc.) a un menor valor por unidad de potencia. La evaluación arroja que convendría realizar el cambio, dado que los indicadores económicos mejoran

con respecto a la evaluación original, no obstante, las áreas requeridas para este tipo de proyectos son considerablemente mayores, por lo que, a priori, sería inviable para este conjunto de hostales, debido a que las proyecciones de superficie son menores que las requeridas para hacer una instalación económicamente rentable.

10. REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Energía, [En línea]. Available: http://www.minenergia.cl/techossolares/?page_id=9.
- [2] Ministerio de Energía, «Biblioteca del Congreso Nacional,» 20 Enero 2017. [En línea]. Available: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1066257>.
- [3] «Ministerio de Energía,» 2017. [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/techossolares/?proyecto=palacio-la-moneda>.
- [4] «SEC,» Mayo 2017. [En línea]. Available: http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/SEMINARIOS/TAB6121713/1%20PRESENTACION%20LEY%2020571.PDF.
- [5] Comisión Nacional de Energía, «Energía Abierta,» CNE, 28 Febrero 2019. [En línea]. Available: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-inscritas/>. [Último acceso: 11 06 2019].
- [6] Revista Electricidad Chile , «Programa Techos Solares Públicos culmina 2017 con 17 empresas proveedoras,» *Revista Electricidad*, nº 216, pp. 27-28, 2018.
- [7] M. d. Energía, «Indicación a Moción de la Ley N° 20.571 (B 8999-08),» Febrero 2018.
- [8] Corporación de Desarrollo Tecnológico, «Centro de Desarrollo Energético Antofagasta - CDEA,» [En línea]. Available: <http://www.construccion-sustentable.cl/wp-content/uploads/2015/03/Presentaci%C3%B3n-1-Aspectos-Ley-20571.pdf>.

- [9] SEC, Noviembre 2004. [En línea]. Available: http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/electricidad_decretostarifarios/D_276_2004.pdf.
- [10] California Public Utilities Commission, «California Solar Initiative Program Handbook,» 2017.
- [11] «California Public Utilities Commission (cpuc),» 2011. [En línea]. Available: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=5408>.
- [12] A. M. A. Alberto Aquino Juárez, «Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues.,» de *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014.
- [13] G. Masson, J. Briano y M. Baez, «Review and Analysis of PV Self-Consumption Policies,» 2016.
- [14] «ANEEL,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>.
- [15] H. Wirth, «Recent Facts about Photovoltaics in Germany,» Fraunhofer ISE, Freiburg, 2018.
- [16] R. Serrano, «Tritec-Intervento,» [En línea]. Available: <http://www.tritec-intervento.cl/productostritec/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>. [Último acceso: 08 Abril 2019].
- [17] G. Soto Olea y D. Almarza, «Guía de evaluación inicial de edificios para instalación de sistemas fotovoltaicos,» Ministerio de Energía, Programa Techos Solares Públicos, Santiago de Chile, 2016.
- [18] Departamento de Geofísica Universidad de Chile, «Explorador Solar,» 2016. [En línea]. Available:

http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/doc/Manual_Explorador_Solar.pdf. [Último acceso: 09 04 2019].

- [19] CNE, «Energía Abierta,» 20 Mayo 2018. [En línea]. Available: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-declaradas/>.
- [20] SEC, «sec,» 19 04 2018. [En línea]. Available: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,6169736,33_6415703&_dad=portal&_schema=PORTAL.
- [21] INE, «CENSO,» [En línea]. Available: http://estudios.anda.cl/recursos/censo_2012.pdf.
- [22] P. Lillo, «Manual para el Dimensionamiento y Evaluación de un Arreglo Fotovoltaico Monofásico a Nivel Residencial en Chile.,» Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, 2016.
- [23] P. Lillo, «Manual para el Dimensionamiento y Evaluación de un Arreglo Fotovoltaico Monofásico a Nivel Residencial en Chile.,» Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso, 2016.
- [24] Ministerio de Energía, «Ley N°21.118: Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las Generadoras Residenciales.,» Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago de Chile, 2018.
- [25] CNE, PNUD, UTFSM, «Irradiancia solar en Territorios de la República de Chile.,» Santiago de Chile, 2008.
- [26] J. Rehbein, M. Dattwyler, G. Barrientos, F. Hidalgo y M. Penas, «Guía Solar Fotovoltaica: Hogares,» Santiago de Chile, 2016.

- [27] Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ, «Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile,» Ministerio de Energía, Santiago de Chile, 2018.
- [28] GCL Solar, «GCL - P6/60 Polycrystalline Module,» Shanghai, China, 2018.
- [29] Chilquinta Energía S.A., «Tarifas de Suministro Eléctrico de Chilquinta Energía S.A.,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.chilquinta.cl/storage/pdf/bbaa54b4e76bcbb661705b794f809214.pdf>.
- [30] GAMMA INGENIEROS S.A., «Pre-factibilidad técnica y económica para la instalación de una planta FV en industria química,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Santiago, Chile, 2015.
- [31] NREL, «SACP Best Practices PV Operations & Maintenance,» NREL, Denver, Colorado, 2015.
- [32] «Valor del Dolar en Chile,» [En línea]. Available: <https://www.valor-dolar.cl/>. [Último acceso: 04 Junio 2019].
- [33] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Renewable Power Generation Costs in 2018,» IRENA, Abu Dhabí, 2019.
- [34] N. Barret, A. Dabrowski, S. Deo, S. Rahman y C. Selle, «Market Analysis of Residential Solar in Chile: Current State, Opportunities, and Economic Impact Assesstement,» Ross School Of Business, Michigan, 2018.
- [35] S. Matasci, «Energy Sage,» 06 January 2019. [En línea]. Available: <https://news.energysage.com/congress-extends-the-solar-tax-credit/>. [Último acceso: 10 June 2019].
- [36] Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE), «Guía para la Calificación de Consultores en Eficiencia Energética,» Providencia, Santiago de Chile.

[37] GIZ, «Sistemas Fotovoltaicos para el Autoconsumo: Una guía para empresas e industrias.,» 2017.

11. ANEXOS

11.1. ANEXO A: TABLAS DE GENERACIÓN HORARIA EN FUNCIÓN DEL MES

Tabla A1 - Generación horaria mensual para una instalación de 6 [kW] en Valparaíso.

Enero	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	80,4	203,8	345	488,6	613,8	699,5	730	699,5	613,8	488,6	345	203,8	80,4
Eteo [kWh/panel]	0,022	0,055	0,093	0,132	0,166	0,189	0,197	0,189	0,166	0,132	0,093	0,055	0,022
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,02	0,051	0,086	0,122	0,153	0,174	0,182	0,174	0,153	0,122	0,086	0,051	0,02
Generación [kWh]	0,46	1,167	1,976	2,798	3,515	4,006	4,181	4,006	3,515	2,798	1,976	1,167	0,46
Febrero	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	48,9	165,7	302,6	444,1	569	655,2	685,9	655,2	569	444,1	302,6	165,7	48,9
Eteo [kWh/panel]	0,013	0,045	0,082	0,12	0,154	0,177	0,185	0,177	0,154	0,12	0,082	0,045	0,013
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,012	0,041	0,075	0,111	0,142	0,163	0,171	0,163	0,142	0,111	0,075	0,041	0,012
Generación [kWh]	0,28	0,949	1,733	2,543	3,259	3,752	3,928	3,752	3,259	2,543	1,733	0,949	0,28
Marzo	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	8,7	112,2	238,7	373,2	494,2	578,6	608,9	578,6	494,2	373,2	238,7	112,2	8,7
Eteo [kWh/panel]	0,002	0,03	0,064	0,101	0,133	0,156	0,164	0,156	0,133	0,101	0,064	0,03	0,002
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,002	0,028	0,059	0,093	0,123	0,144	0,152	0,144	0,123	0,093	0,059	0,028	0,002
Generación [kWh]	0,05	0,643	1,367	2,137	2,83	3,314	3,487	3,314	2,83	2,137	1,367	0,643	0,05
Abril	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	50,4	150,1	260	361,1	432,8	458,7	432,8	361,1	260	150,1	50,4	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,014	0,041	0,07	0,098	0,117	0,124	0,117	0,098	0,07	0,041	0,014	0

Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,013	0,037	0,065	0,09	0,108	0,114	0,108	0,09	0,065	0,037	0,013	0
Generación [kWh]	0	0,289	0,86	1,489	2,068	2,479	2,627	2,479	2,068	1,489	0,86	0,289	0
Mayo	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	11,8	87,3	173,6	254,7	312,9	334,1	312,9	254,7	173,6	87,3	11,8	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,003	0,024	0,047	0,069	0,085	0,09	0,085	0,069	0,047	0,024	0,003	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,003	0,022	0,043	0,063	0,078	0,083	0,078	0,063	0,043	0,022	0,003	0
Generación [kWh]	0	0,068	0,5	0,994	1,459	1,792	1,913	1,792	1,459	0,994	0,5	0,068	0
Junio	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	0	64,5	142,2	216,4	270,1	289,7	270,1	216,4	142,2	64,5	0	0
Eteo [kWh/panel]	0	0	0,017	0,038	0,058	0,073	0,078	0,073	0,058	0,038	0,017	0	0
Eloss [kWh/panel]	0	0	-0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	-0	0	0
Generación [kWh/panel]	0	0	0,016	0,035	0,054	0,067	0,072	0,067	0,054	0,035	0,016	0	0
Generación [kWh]	0	0	0,369	0,814	1,239	1,547	1,659	1,547	1,239	0,814	0,369	0	0
Julio	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	3,8	75,4	158,5	237,4	294,4	315,2	294,4	237,4	158,5	75,4	3,8	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,001	0,02	0,043	0,064	0,08	0,085	0,08	0,064	0,043	0,02	0,001	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	9E-04	0,019	0,039	0,059	0,073	0,078	0,073	0,059	0,039	0,019	9E-04	0
Generación [kWh]	0	0,022	0,432	0,908	1,36	1,686	1,805	1,686	1,36	0,908	0,432	0,022	0
Agosto	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	35,1	133,1	243,8	347,3	421,3	448,1	421,3	347,3	243,8	133,1	35,1	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,009	0,036	0,066	0,094	0,114	0,121	0,114	0,094	0,066	0,036	0,009	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,009	0,033	0,061	0,086	0,105	0,112	0,105	0,086	0,061	0,033	0,009	0
Generación [kWh]	0	0,201	0,762	1,396	1,989	2,413	2,566	2,413	1,989	1,396	0,762	0,201	0

Septiembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	87	205,7	333,9	450,4	532,3	561,7	532,3	450,4	333,9	205,7	87	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,023	0,056	0,09	0,122	0,144	0,152	0,144	0,122	0,09	0,056	0,023	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,022	0,051	0,083	0,112	0,133	0,14	0,133	0,112	0,083	0,051	0,022	0
Generación [kWh]	0	0,498	1,178	1,912	2,579	3,048	3,217	3,048	2,579	1,912	1,178	0,498	0
Octubre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	33,8	141,7	269,2	401,7	519,3	600,5	629,6	600,5	519,3	401,7	269,2	141,7	33,8
Eteo [kWh/panel]	0,009	0,038	0,073	0,108	0,14	0,162	0,17	0,162	0,14	0,108	0,073	0,038	0,009
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,008	0,035	0,067	0,1	0,129	0,15	0,157	0,15	0,129	0,1	0,067	0,035	0,008
Generación [kWh]	0,194	0,812	1,542	2,301	2,974	3,439	3,606	3,439	2,974	2,301	1,542	0,812	0,194
Noviembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	71,2	190	326,1	464,9	586,3	669,4	699	669,4	586,3	464,9	326,1	190	71,2
Eteo [kWh/panel]	0,019	0,051	0,088	0,126	0,158	0,181	0,189	0,181	0,158	0,126	0,088	0,051	0,019
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,018	0,047	0,081	0,116	0,146	0,167	0,174	0,167	0,146	0,116	0,081	0,047	0,018
Generación [kWh]	0,408	1,088	1,868	2,662	3,358	3,834	4,003	3,834	3,358	2,662	1,868	1,088	0,408
Diciembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	87,7	207,5	343	479,8	598,6	679,7	708,5	679,7	598,6	479,8	343	207,5	87,7
Eteo [kWh/panel]	0,024	0,056	0,093	0,13	0,162	0,184	0,191	0,184	0,162	0,13	0,093	0,056	0,024
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,022	0,052	0,085	0,119	0,149	0,169	0,176	0,169	0,149	0,119	0,085	0,052	0,022
Generación [kWh]	0,502	1,188	1,964	2,748	3,428	3,893	4,058	3,893	3,428	2,748	1,964	1,188	0,502

Tabla A2 - Generación mensual horaria para una instalación de 7 [kW] en Valparaíso.

Enero	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	80,4	203,8	345	488,6	613,8	699,5	730	699,5	613,8	488,6	345	203,8	80,4
Eteo [kWh/panel]	0,022	0,055	0,093	0,132	0,166	0,189	0,197	0,189	0,166	0,132	0,093	0,055	0,022
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,02	0,051	0,086	0,122	0,153	0,174	0,182	0,174	0,153	0,122	0,086	0,051	0,02
Generación [kWh]	0,521	1,319	2,234	3,163	3,974	4,529	4,726	4,529	3,974	3,163	2,234	1,319	0,521
Febrero	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	48,9	165,7	302,6	444,1	569	655,2	685,9	655,2	569	444,1	302,6	165,7	48,9
Eteo [kWh/panel]	0,013	0,045	0,082	0,12	0,154	0,177	0,185	0,177	0,154	0,12	0,082	0,045	0,013
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,012	0,041	0,075	0,111	0,142	0,163	0,171	0,163	0,142	0,111	0,075	0,041	0,012
Generación [kWh]	0,317	1,073	1,959	2,875	3,684	4,242	4,44	4,242	3,684	2,875	1,959	1,073	0,317
Marzo	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	8,7	112,2	238,7	373,2	494,2	578,6	608,9	578,6	494,2	373,2	238,7	112,2	8,7
Eteo [kWh/panel]	0,002	0,03	0,064	0,101	0,133	0,156	0,164	0,156	0,133	0,101	0,064	0,03	0,002
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,002	0,028	0,059	0,093	0,123	0,144	0,152	0,144	0,123	0,093	0,059	0,028	0,002
Generación [kWh]	0,056	0,726	1,545	2,416	3,199	3,746	3,942	3,746	3,199	2,416	1,545	0,726	0,056
Abril	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	50,4	150,1	260	361,1	432,8	458,7	432,8	361,1	260	150,1	50,4	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,014	0,041	0,07	0,098	0,117	0,124	0,117	0,098	0,07	0,041	0,014	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,013	0,037	0,065	0,09	0,108	0,114	0,108	0,09	0,065	0,037	0,013	0
Generación [kWh]	0	0,326	0,972	1,683	2,338	2,802	2,97	2,802	2,338	1,683	0,972	0,326	0

Mayo	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	11,8	87,3	173,6	254,7	312,9	334,1	312,9	254,7	173,6	87,3	11,8	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,003	0,024	0,047	0,069	0,085	0,09	0,085	0,069	0,047	0,024	0,003	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,003	0,022	0,043	0,063	0,078	0,083	0,078	0,063	0,043	0,022	0,003	0
Generación [kWh]	0	0,076	0,565	1,124	1,649	2,026	2,163	2,026	1,649	1,124	0,565	0,076	0
Junio	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	0	64,5	142,2	216,4	270,1	289,7	270,1	216,4	142,2	64,5	0	0
Eteo [kWh/panel]	0	0	0,017	0,038	0,058	0,073	0,078	0,073	0,058	0,038	0,017	0	0
Eloss [kWh/panel]	0	0	-0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	-0	0	0
Generación [kWh/panel]	0	0	0,016	0,035	0,054	0,067	0,072	0,067	0,054	0,035	0,016	0	0
Generación [kWh]	0	0	0,418	0,921	1,401	1,749	1,875	1,749	1,401	0,921	0,418	0	0
Julio	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	3,8	75,4	158,5	237,4	294,4	315,2	294,4	237,4	158,5	75,4	3,8	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,001	0,02	0,043	0,064	0,08	0,085	0,08	0,064	0,043	0,02	0,001	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	9E-04	0,019	0,039	0,059	0,073	0,078	0,073	0,059	0,039	0,019	9E-04	0
Generación [kWh]	0	0,025	0,488	1,026	1,537	1,906	2,041	1,906	1,537	1,026	0,488	0,025	0
Agosto	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	35,1	133,1	243,8	347,3	421,3	448,1	421,3	347,3	243,8	133,1	35,1	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,009	0,036	0,066	0,094	0,114	0,121	0,114	0,094	0,066	0,036	0,009	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,009	0,033	0,061	0,086	0,105	0,112	0,105	0,086	0,061	0,033	0,009	0
Generación [kWh]	0	0,227	0,862	1,578	2,248	2,727	2,901	2,727	2,248	1,578	0,862	0,227	0

Septiembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	87	205,7	333,9	450,4	532,3	561,7	532,3	450,4	333,9	205,7	87	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,023	0,056	0,09	0,122	0,144	0,152	0,144	0,122	0,09	0,056	0,023	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,022	0,051	0,083	0,112	0,133	0,14	0,133	0,112	0,083	0,051	0,022	0
Generación [kWh]	0	0,563	1,332	2,162	2,916	3,446	3,636	3,446	2,916	2,162	1,332	0,563	0
Octubre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	33,8	141,7	269,2	401,7	519,3	600,5	629,6	600,5	519,3	401,7	269,2	141,7	33,8
Eteo [kWh/panel]	0,009	0,038	0,073	0,108	0,14	0,162	0,17	0,162	0,14	0,108	0,073	0,038	0,009
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,008	0,035	0,067	0,1	0,129	0,15	0,157	0,15	0,129	0,1	0,067	0,035	0,008
Generación [kWh]	0,219	0,917	1,743	2,601	3,362	3,888	4,076	3,888	3,362	2,601	1,743	0,917	0,219
Noviembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	71,2	190	326,1	464,9	586,3	669,4	699	669,4	586,3	464,9	326,1	190	71,2
Eteo [kWh/panel]	0,019	0,051	0,088	0,126	0,158	0,181	0,189	0,181	0,158	0,126	0,088	0,051	0,019
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,018	0,047	0,081	0,116	0,146	0,167	0,174	0,167	0,146	0,116	0,081	0,047	0,018
Generación [kWh]	0,461	1,23	2,111	3,01	3,796	4,334	4,525	4,334	3,796	3,01	2,111	1,23	0,461
Diciembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	87,7	207,5	343	479,8	598,6	679,7	708,5	679,7	598,6	479,8	343	207,5	87,7
Eteo [kWh/panel]	0,024	0,056	0,093	0,13	0,162	0,184	0,191	0,184	0,162	0,13	0,093	0,056	0,024
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,022	0,052	0,085	0,119	0,149	0,169	0,176	0,169	0,149	0,119	0,085	0,052	0,022
Generación [kWh]	0,568	1,343	2,221	3,106	3,875	4,4	4,587	4,4	3,875	3,106	2,221	1,343	0,568

Tabla A3 - Generación mensual horaria para una instalación de 6 [kW] Capa Fina en Valparaíso.

Enero	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	80,4	203,8	345	488,6	613,8	699,5	730	699,5	613,8	488,6	345	203,8	80,4
Eteo [kWh/panel]	0,009	0,024	0,04	0,057	0,071	0,081	0,085	0,081	0,071	0,057	0,04	0,024	0,009
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,009	0,023	0,038	0,054	0,068	0,078	0,081	0,078	0,068	0,054	0,038	0,023	0,009
Generación [kWh]	0,466	1,18	1,998	2,829	3,554	4,051	4,227	4,051	3,554	2,829	1,998	1,18	0,466
Febrero	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	48,9	165,7	302,6	444,1	569	655,2	685,9	655,2	569	444,1	302,6	165,7	48,9
Eteo [kWh/panel]	0,006	0,019	0,035	0,052	0,066	0,076	0,08	0,076	0,066	0,052	0,035	0,019	0,006
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,005	0,018	0,034	0,049	0,063	0,073	0,076	0,073	0,063	0,049	0,034	0,018	0,005
Generación [kWh]	0,283	0,96	1,752	2,572	3,295	3,794	3,972	3,794	3,295	2,572	1,752	0,96	0,283
Marzo	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	8,7	112,2	238,7	373,2	494,2	578,6	608,9	578,6	494,2	373,2	238,7	112,2	8,7
Eteo [kWh/panel]	0,001	0,013	0,028	0,043	0,057	0,067	0,071	0,067	0,057	0,043	0,028	0,013	0,001
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	1E-03	0,012	0,027	0,042	0,055	0,064	0,068	0,064	0,055	0,042	0,027	0,012	1E-03
Generación [kWh]	0,05	0,65	1,382	2,161	2,862	3,351	3,526	3,351	2,862	2,161	1,382	0,65	0,05
Abril	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	50,4	150,1	260	361,1	432,8	458,7	432,8	361,1	260	150,1	50,4	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,006	0,017	0,03	0,042	0,05	0,053	0,05	0,042	0,03	0,017	0,006	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,006	0,017	0,029	0,04	0,048	0,051	0,048	0,04	0,029	0,017	0,006	0
Generación [kWh]	0	0,292	0,869	1,506	2,091	2,506	2,656	2,506	2,091	1,506	0,869	0,292	0
Mayo	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	11,8	87,3	173,6	254,7	312,9	334,1	312,9	254,7	173,6	87,3	11,8	0

Eteo [kWh/panel]	0	0,001	0,01	0,02	0,03	0,036	0,039	0,036	0,03	0,02	0,01	0,001	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,001	0,01	0,019	0,028	0,035	0,037	0,035	0,028	0,019	0,01	0,001	0
Generación [kWh]	0	0,068	0,506	1,005	1,475	1,812	1,935	1,812	1,475	1,005	0,506	0,068	0
Junio	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	0	64,5	142,2	216,4	270,1	289,7	270,1	216,4	142,2	64,5	0	0
Eteo [kWh/panel]	0	0	0,007	0,016	0,025	0,031	0,034	0,031	0,025	0,016	0,007	0	0
Eloss [kWh/panel]	0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0
Generación [kWh/panel]	0	0	0,007	0,016	0,024	0,03	0,032	0,03	0,024	0,016	0,007	0	0
Generación [kWh]	0	0	0,374	0,823	1,253	1,564	1,678	1,564	1,253	0,823	0,374	0	0
Julio	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	3,8	75,4	158,5	237,4	294,4	315,2	294,4	237,4	158,5	75,4	3,8	0
Eteo [kWh/panel]	0	4E-04	0,009	0,018	0,028	0,034	0,037	0,034	0,028	0,018	0,009	4E-04	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	4E-04	0,008	0,018	0,026	0,033	0,035	0,033	0,026	0,018	0,008	4E-04	0
Generación [kWh]	0	0,022	0,437	0,918	1,375	1,705	1,825	1,705	1,375	0,918	0,437	0,022	0
Agosto	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	35,1	133,1	243,8	347,3	421,3	448,1	421,3	347,3	243,8	133,1	35,1	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,004	0,015	0,028	0,04	0,049	0,052	0,049	0,04	0,028	0,015	0,004	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,004	0,015	0,027	0,039	0,047	0,05	0,047	0,039	0,027	0,015	0,004	0
Generación [kWh]	0	0,203	0,771	1,412	2,011	2,44	2,595	2,44	2,011	1,412	0,771	0,203	0
Septiembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	87	205,7	333,9	450,4	532,3	561,7	532,3	450,4	333,9	205,7	87	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,01	0,024	0,039	0,052	0,062	0,065	0,062	0,052	0,039	0,024	0,01	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,01	0,023	0,037	0,05	0,059	0,063	0,059	0,05	0,037	0,023	0,01	0
Generación [kWh]	0	0,504	1,191	1,934	2,608	3,082	3,253	3,082	2,608	1,934	1,191	0,504	0

Octubre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	33,8	141,7	269,2	401,7	519,3	600,5	629,6	600,5	519,3	401,7	269,2	141,7	33,8
Eteo [kWh/panel]	0,004	0,016	0,031	0,047	0,06	0,07	0,073	0,07	0,06	0,047	0,031	0,016	0,004
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,004	0,016	0,03	0,045	0,058	0,067	0,07	0,067	0,058	0,045	0,03	0,016	0,004
Generación [kWh]	0,196	0,821	1,559	2,326	3,007	3,477	3,646	3,477	3,007	2,326	1,559	0,821	0,196
Noviembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	71,2	190	326,1	464,9	586,3	669,4	699	669,4	586,3	464,9	326,1	190	71,2
Eteo [kWh/panel]	0,008	0,022	0,038	0,054	0,068	0,078	0,081	0,078	0,068	0,054	0,038	0,022	0,008
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,008	0,021	0,036	0,052	0,065	0,075	0,078	0,075	0,065	0,052	0,036	0,021	0,008
Generación [kWh]	0,412	1,1	1,888	2,692	3,395	3,876	4,048	3,876	3,395	2,692	1,888	1,1	0,412
Diciembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	87,7	207,5	343	479,8	598,6	679,7	708,5	679,7	598,6	479,8	343	207,5	87,7
Eteo [kWh/panel]	0,01	0,024	0,04	0,056	0,069	0,079	0,082	0,079	0,069	0,056	0,04	0,024	0,01
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,01	0,023	0,038	0,053	0,067	0,076	0,079	0,076	0,067	0,053	0,038	0,023	0,01
Generación [kWh]	0,508	1,202	1,986	2,778	3,466	3,936	4,103	3,936	3,466	2,778	1,986	1,202	0,508

Tabla A4 - Generación mensual horaria para una instalación de 7 [kW] Capa Fina en Valparaíso.

Enero	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	80,4	203,8	345	488,6	613,8	699,5	730	699,5	613,8	488,6	345	203,8	80,4
Eteo [kWh/panel]	0,009	0,024	0,04	0,057	0,071	0,081	0,085	0,081	0,071	0,057	0,04	0,024	0,009
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,009	0,023	0,038	0,054	0,068	0,078	0,081	0,078	0,068	0,054	0,038	0,023	0,009
Generación [kWh]	0,546	1,384	2,344	3,319	4,17	4,752	4,959	4,752	4,17	3,319	2,344	1,384	0,546
Febrero	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	48,9	165,7	302,6	444,1	569	655,2	685,9	655,2	569	444,1	302,6	165,7	48,9
Eteo [kWh/panel]	0,006	0,019	0,035	0,052	0,066	0,076	0,08	0,076	0,066	0,052	0,035	0,019	0,006
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,005	0,018	0,034	0,049	0,063	0,073	0,076	0,073	0,063	0,049	0,034	0,018	0,005
Generación [kWh]	0,332	1,126	2,056	3,017	3,865	4,451	4,659	4,451	3,865	3,017	2,056	1,126	0,332
Marzo	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	8,7	112,2	238,7	373,2	494,2	578,6	608,9	578,6	494,2	373,2	238,7	112,2	8,7
Eteo [kWh/panel]	0,001	0,013	0,028	0,043	0,057	0,067	0,071	0,067	0,057	0,043	0,028	0,013	0,001
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	1E-03	0,012	0,027	0,042	0,055	0,064	0,068	0,064	0,055	0,042	0,027	0,012	1E-03
Generación [kWh]	0,059	0,762	1,621	2,535	3,357	3,93	4,136	3,93	3,357	2,535	1,621	0,762	0,059
Abril	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	50,4	150,1	260	361,1	432,8	458,7	432,8	361,1	260	150,1	50,4	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,006	0,017	0,03	0,042	0,05	0,053	0,05	0,042	0,03	0,017	0,006	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,006	0,017	0,029	0,04	0,048	0,051	0,048	0,04	0,029	0,017	0,006	0
Generación [kWh]	0	0,342	1,02	1,766	2,453	2,94	3,116	2,94	2,453	1,766	1,02	0,342	0

Mayo	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	11,8	87,3	173,6	254,7	312,9	334,1	312,9	254,7	173,6	87,3	11,8	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,001	0,01	0,02	0,03	0,036	0,039	0,036	0,03	0,02	0,01	0,001	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,001	0,01	0,019	0,028	0,035	0,037	0,035	0,028	0,019	0,01	0,001	0
Generación [kWh]	0	0,08	0,593	1,179	1,73	2,126	2,27	2,126	1,73	1,179	0,593	0,08	0
Junio	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	0	64,5	142,2	216,4	270,1	289,7	270,1	216,4	142,2	64,5	0	0
Eteo [kWh/panel]	0	0	0,007	0,016	0,025	0,031	0,034	0,031	0,025	0,016	0,007	0	0
Eloss [kWh/panel]	0	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0	0
Generación [kWh/panel]	0	0	0,007	0,016	0,024	0,03	0,032	0,03	0,024	0,016	0,007	0	0
Generación [kWh]	0	0	0,438	0,966	1,47	1,835	1,968	1,835	1,47	0,966	0,438	0	0
Julio	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	3,8	75,4	158,5	237,4	294,4	315,2	294,4	237,4	158,5	75,4	3,8	0
Eteo [kWh/panel]	0	4E-04	0,009	0,018	0,028	0,034	0,037	0,034	0,028	0,018	0,009	4E-04	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	4E-04	0,008	0,018	0,026	0,033	0,035	0,033	0,026	0,018	0,008	4E-04	0
Generación [kWh]	0	0,026	0,512	1,077	1,613	2	2,141	2	1,613	1,077	0,512	0,026	0
Agosto	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	35,1	133,1	243,8	347,3	421,3	448,1	421,3	347,3	243,8	133,1	35,1	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,004	0,015	0,028	0,04	0,049	0,052	0,049	0,04	0,028	0,015	0,004	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0
Generación [kWh/panel]	0	0,004	0,015	0,027	0,039	0,047	0,05	0,047	0,039	0,027	0,015	0,004	0
Generación [kWh]	0	0,238	0,904	1,656	2,359	2,862	3,044	2,862	2,359	1,656	0,904	0,238	0
Septiembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	0	87	205,7	333,9	450,4	532,3	561,7	532,3	450,4	333,9	205,7	87	0
Eteo [kWh/panel]	0	0,01	0,024	0,039	0,052	0,062	0,065	0,062	0,052	0,039	0,024	0,01	0
Eloss [kWh/panel]	0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	0

Generación [kWh/panel]	0	0,01	0,023	0,037	0,05	0,059	0,063	0,059	0,05	0,037	0,023	0,01	0
Generación [kWh]	0	0,591	1,397	2,268	3,06	3,616	3,816	3,616	3,06	2,268	1,397	0,591	0
Octubre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	33,8	141,7	269,2	401,7	519,3	600,5	629,6	600,5	519,3	401,7	269,2	141,7	33,8
Eteo [kWh/panel]	0,004	0,016	0,031	0,047	0,06	0,07	0,073	0,07	0,06	0,047	0,031	0,016	0,004
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,004	0,016	0,03	0,045	0,058	0,067	0,07	0,067	0,058	0,045	0,03	0,016	0,004
Generación [kWh]	0,23	0,963	1,829	2,729	3,528	4,079	4,277	4,079	3,528	2,729	1,829	0,963	0,23
Noviembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	71,2	190	326,1	464,9	586,3	669,4	699	669,4	586,3	464,9	326,1	190	71,2
Eteo [kWh/panel]	0,008	0,022	0,038	0,054	0,068	0,078	0,081	0,078	0,068	0,054	0,038	0,022	0,008
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,008	0,021	0,036	0,052	0,065	0,075	0,078	0,075	0,065	0,052	0,036	0,021	0,008
Generación [kWh]	0,484	1,291	2,215	3,158	3,983	4,547	4,748	4,547	3,983	3,158	2,215	1,291	0,484
Diciembre	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Radiación [Wh/m2]	87,7	207,5	343	479,8	598,6	679,7	708,5	679,7	598,6	479,8	343	207,5	87,7
Eteo [kWh/panel]	0,01	0,024	0,04	0,056	0,069	0,079	0,082	0,079	0,069	0,056	0,04	0,024	0,01
Eloss [kWh/panel]	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Generación [kWh/panel]	0,01	0,023	0,038	0,053	0,067	0,076	0,079	0,076	0,067	0,053	0,038	0,023	0,01
Generación [kWh]	0,596	1,41	2,33	3,259	4,066	4,617	4,813	4,617	4,066	3,259	2,33	1,41	0,596

11.2. ANEXO B: TABLAS PARA ANÁLISIS ECONÓMICO

Tabla A5 – Balance de Energía para la instalación asociativa de 6 [kW]

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	1151,4	960,8	358,3	660,6	358,3	302,3	0,0	333,8	300,1	300,1	0,0	33,6	459,3
Febrero	1164,8	868,8	362,5	614,8	362,5	252,3	0,0	337,6	254,0	254,0	0,0	83,6	464,7
Marzo	1130,2	725,0	351,7	537,4	351,7	185,6	0,0	327,6	187,7	187,7	0,0	139,9	450,9
Abril	923,3	509,8	263,6	396,3	263,6	132,7	0,0	282,3	113,6	113,6	0,0	168,8	377,4
Mayo	994,1	346,1	283,8	282,3	282,3	0,0	1,5	304,0	63,9	63,9	0,0	240,1	406,3
Junio	1973,4	288,0	593,4	241,4	241,4	0,0	352,0	599,3	46,6	46,6	0,0	552,7	780,7
Julio	1780,5	318,6	533,5	264,1	264,1	0,0	269,4	539,9	54,4	54,4	0,0	485,4	707,1
Agosto	1692,4	482,7	489,5	383,0	383,0	0,0	106,5	525,5	99,7	99,7	0,0	425,8	677,4
Septiembre	1753,8	649,5	502,0	491,5	491,5	0,0	10,5	554,6	157,9	157,9	0,0	396,7	697,2
Octubre	1473,1	783,8	458,4	562,0	458,4	103,5	0,0	427,0	221,8	221,8	0,0	205,2	587,6
Noviembre	1182,7	913,1	368,1	631,4	368,1	263,4	0,0	342,8	281,7	281,7	0,0	61,1	471,8
Diciembre	926,9	945,1	288,5	643,4	288,5	354,9	0,0	268,7	301,7	268,7	33,0	0,0	369,8
Anual	16146,6	7791,4	4853,2	5708,2	4113,4	1594,8	739,8	4843,2	2083,2	2050,2	33,0	2793,0	6450,3

Tabla A6 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación de 6 [kW] en Valparaíso.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	7791,4	7739,0	7687,0	7635,3	7584,0	7533,1	7482,4	7432,2	7382,2	7332,6
Autoconsumo [kWh]	0,0	6163,5	6122,1	6080,9	6040,1	5999,5	5959,2	5919,1	5879,4	5839,8	5800,6
Excedentes [kWh]	0,0	1627,9	1616,9	1606,1	1595,3	1584,5	1573,9	1563,3	1552,8	1542,4	1532,0
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		7283,3	7234,4	7185,8	7137,5	7089,5	7041,9	6994,6	6947,6	6900,9	6854,5
Autoconsumo [kWh]		5761,6	5722,9	5684,4	5646,2	5608,3	5570,6	5533,2	5496,0	5459,1	5422,4
Excedentes [kWh]		1521,7	1511,5	1501,3	1491,2	1481,2	1471,3	1461,4	1451,6	1441,8	1432,1

Tabla A7 - Proyección del Precio de Compra (Ahorro) y Venta de Energía considerando un reajuste de un 3% anual.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro [\$/kWh]	0,0	133,224	137,221	141,337	145,577	149,945	154,443	159,076	163,849	168,764	173,827
Venta [\$/kWh]	0,0	87,364	89,985	92,684	95,465	98,329	101,279	104,317	107,447	110,670	113,990
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro [\$/kWh]		179,042	184,413	189,946	195,644	201,513	207,559	213,785	220,199	226,805	233,609
Venta [\$/kWh]		117,410	120,932	124,560	128,297	132,146	136,110	140,194	144,399	148,731	153,193

Tabla A8 - Análisis Económico para una instalación asociativa de 6 [kW] en Valparaíso.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$821.127	\$840.077	\$859.465	\$879.300	\$899.593	\$920.354	\$941.594	\$963.324	\$985.556	\$1.008.302
Venta		\$142.216	\$145.498	\$148.856	\$152.291	\$155.806	\$159.402	\$163.080	\$166.844	\$170.695	\$174.634
Mantención		-\$86.850	-\$91.193	-\$95.752	-\$100.540	-\$105.567	-\$110.845	-\$116.387	-\$122.207	-\$128.317	-\$134.733
Inversión	-\$5.790.000										
Flujo Neto	-\$5.790.000	\$876.493	\$894.383	\$912.568	\$931.051	\$949.832	\$968.910	\$988.287	\$1.007.962	\$1.027.934	\$1.048.203
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$1.031.571	\$1.055.379	\$1.079.735	\$1.104.654	\$1.130.147	\$1.156.229	\$1.182.913	\$1.210.213	\$1.238.143	\$1.266.717
Venta		\$178.664	\$182.787	\$187.006	\$191.322	\$195.737	\$200.254	\$204.876	\$209.604	\$214.441	\$219.390
Mantención		-\$141.469	-\$148.543	-\$155.970	-\$163.769	-\$171.957	-\$180.555	-\$189.583	-\$199.062	-\$209.015	-\$219.466
Inversión											
Flujo Neto		\$1.068.766	\$1.089.623	\$1.110.771	\$1.132.207	\$1.153.927	\$1.175.929	\$1.198.206	\$1.220.755	\$1.243.569	\$1.266.642

Tabla A9 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 6 [kW] en Valparaíso.

VAN	\$4.156.345
TIR	16%
Payback	9 años

Tabla A10 - Balance de Energía para la instalación asociativa de 7 [kW]

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	1151,4	1086,1	358,3	746,8	358,3	388,5	0,0	333,8	339,3	333,8	5,5	0,0	459,3
Febrero	1164,8	982,1	362,5	695,0	362,5	332,5	0,0	337,6	287,2	287,2	0,0	50,5	464,7
Marzo	1130,2	819,6	351,7	607,5	351,7	255,7	0,0	327,6	212,2	212,2	0,0	115,4	450,9
Abril	923,3	576,3	263,6	448,0	263,6	184,4	0,0	282,3	128,4	128,4	0,0	154,0	377,4
Mayo	994,1	391,3	283,8	319,1	283,8	35,3	0,0	304,0	72,2	72,2	0,0	231,8	406,3
Junio	1973,4	325,5	593,4	272,9	272,9	0,0	320,5	599,3	52,7	52,7	0,0	546,6	780,7
Julio	1780,5	360,1	533,5	298,6	298,6	0,0	234,9	539,9	61,5	61,5	0,0	478,3	707,1
Agosto	1692,4	545,6	489,5	432,9	432,9	0,0	56,5	525,5	112,7	112,7	0,0	412,8	677,4
Septiembre	1753,8	734,2	502,0	555,7	502,0	53,6	0,0	554,6	178,5	178,5	0,0	376,1	697,2
Octubre	1473,1	886,0	458,4	635,3	458,4	176,8	0,0	427,0	250,8	250,8	0,0	176,2	587,6
Noviembre	1182,7	1032,2	368,1	713,8	368,1	345,7	0,0	342,8	318,4	318,4	0,0	24,4	471,8
Diciembre	926,9	1068,4	288,5	727,3	288,5	438,9	0,0	268,7	341,1	268,7	72,4	0,0	369,8
Anual	16146,6	8807,6	4853,2	6452,7	4241,2	2211,5	612,0	4843,2	2354,9	2277,0	77,9	2566,2	6450,3

Tabla A11 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación de 7 [kW] en Valparaíso.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	8807,6	8748,4	8689,6	8631,3	8573,3	8515,6	8458,4	8401,6	8345,1	8289,0
Autoconsumo [kWh]	0,0	6518,2	6474,4	6430,9	6387,7	6344,7	6302,1	6259,8	6217,7	6175,9	6134,4
Excedentes [kWh]	0,0	2289,4	2274,0	2258,8	2243,6	2228,5	2213,5	2198,7	2183,9	2169,2	2154,6
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		8233,3	8178,0	8123,0	8068,5	8014,2	7960,4	7906,9	7853,8	7801,0	7748,6
Autoconsumo [kWh]		6093,2	6052,2	6011,6	5971,2	5931,0	5891,2	5851,6	5812,3	5773,2	5734,4
Excedentes [kWh]		2140,1	2125,8	2111,5	2097,3	2083,2	2069,2	2055,3	2041,5	2027,8	2014,1

Tabla A12 - Análisis Económico para una instalación asociativa de 7 [kW] en Valparaíso.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$868.380	\$888.421	\$908.924	\$929.901	\$951.361	\$973.317	\$995.780	\$1.018.761	\$1.042.272	\$1.066.326
Venta		\$200.014	\$204.630	\$209.352	\$214.184	\$219.127	\$224.184	\$229.357	\$234.651	\$240.066	\$245.606
Mantenición		-\$97.350	-\$100.271	-\$103.279	-\$106.377	-\$109.568	-\$112.855	-\$116.241	-\$119.728	-\$123.320	-\$127.020
Inversión	-\$6.490.000										
Flujo Neto	-\$6.490.000	\$971.044	\$992.780	\$1.014.998	\$1.037.707	\$1.060.920	\$1.084.646	\$1.108.896	\$1.133.683	\$1.159.018	\$1.184.913
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$1.090.935	\$1.116.113	\$1.141.871	\$1.168.223	\$1.195.184	\$1.222.767	\$1.250.986	\$1.279.857	\$1.309.394	\$1.339.613
Venta		\$251.275	\$257.074	\$263.006	\$269.076	\$275.286	\$281.639	\$288.139	\$294.789	\$301.592	\$308.552
Mantenición		-\$130.830	-\$134.755	-\$138.798	-\$142.962	-\$147.251	-\$151.668	-\$156.218	-\$160.905	-\$165.732	-\$170.704
Inversión											
Flujo Neto		\$1.211.380	\$1.238.431	\$1.266.079	\$1.294.338	\$1.323.219	\$1.352.738	\$1.382.907	\$1.413.741	\$1.445.254	\$1.477.461

Tabla A13 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 7 [kW] en Valparaíso.

VAN	\$4.731.412
TIR	16%
Payback	9 años

Tabla A14 - Balance de Energía para una instalación aislada de 2 [kW] en Loft Waddington.

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	303,0	334,2	56,2	229,8	56,2	173,6	0,0	81,1	104,4	81,1	23,3	0,0	165,7
Febrero	369,0	302,2	68,4	213,8	68,4	145,4	0,0	98,8	88,4	88,4	0,0	10,5	201,7
Marzo	215,0	252,2	39,9	186,9	39,9	147,0	0,0	57,6	65,3	57,6	7,7	0,0	117,5
Abril	312,0	177,3	53,8	137,8	53,8	84,1	0,0	85,9	39,5	39,5	0,0	46,4	172,3
Mayo	350,0	120,4	60,3	98,2	60,3	37,8	0,0	96,3	22,2	22,2	0,0	74,1	193,3
Junio	922,0	100,2	158,9	84,0	84,0	0,0	75,0	253,8	16,2	16,2	0,0	237,6	509,3
Julio	719,0	110,8	123,9	91,9	91,9	0,0	32,1	197,9	18,9	18,9	0,0	179,0	397,1
Agosto	367,0	167,9	63,3	133,2	63,3	69,9	0,0	101,0	34,7	34,7	0,0	66,4	202,7
Septiembre	776,0	225,9	133,8	171,0	133,8	37,2	0,0	213,6	54,9	54,9	0,0	158,7	428,6
Octubre	420,0	272,6	77,9	195,5	77,9	117,6	0,0	112,5	77,2	77,2	0,0	35,3	229,6
Noviembre	343,0	317,6	63,6	219,6	63,6	156,0	0,0	91,9	98,0	91,9	6,1	0,0	187,5
Diciembre	291,0	328,7	54,0	223,8	54,0	169,8	0,0	77,9	104,9	77,9	27,0	0,0	159,1
Anual	5387,0	2710,0	954,0	1985,5	847,0	1138,4	107,0	1468,4	724,6	660,5	64,1	807,9	2964,5

Tabla A15 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación aislada de 2 [kW] para Loft Waddington.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	2710,0	2691,8	2673,7	2655,8	2637,9	2620,2	2602,6	2585,1	2567,7	2550,5
Autoconsumo [kWh]	0,0	1507,5	1497,4	1487,3	1477,3	1467,4	1457,5	1447,7	1438,0	1428,3	1418,7
Excedentes [kWh]	0,0	1202,5	1194,5	1186,4	1178,5	1170,5	1162,7	1154,9	1147,1	1139,4	1131,7
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		2533,3	2516,3	2499,4	2482,6	2465,9	2449,3	2432,9	2416,5	2400,3	2384,2
Autoconsumo [kWh]		1409,2	1399,7	1390,3	1381,0	1371,7	1362,5	1353,3	1344,2	1335,2	1326,2
Excedentes [kWh]		1124,1	1116,6	1109,1	1101,6	1094,2	1086,9	1079,6	1072,3	1065,1	1057,9

Tabla A16 - Evaluación Económica para una instalación aislada de 2 [kW] en Loft Waddington.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$200.834	\$205.469	\$210.211	\$215.062	\$220.026	\$225.103	\$230.298	\$235.613	\$241.051	\$246.614
Venta		\$105.059	\$107.484	\$109.964	\$112.502	\$115.099	\$117.755	\$120.472	\$123.253	\$126.097	\$129.007
Mantención		-\$43.350	-\$44.651	-\$45.990	-\$47.370	-\$48.791	-\$50.255	-\$51.762	-\$53.315	-\$54.914	-\$56.562
Inversión	-\$2.890.000										
Flujo Neto	-\$2.890.000	\$262.543	\$268.302	\$274.185	\$280.195	\$286.333	\$292.604	\$299.009	\$305.551	\$312.234	\$319.059
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$252.305	\$258.128	\$264.085	\$270.180	\$276.415	\$282.795	\$289.321	\$295.998	\$302.829	\$309.818
Venta		\$131.985	\$135.031	\$138.147	\$141.335	\$144.597	\$147.934	\$151.348	\$154.841	\$158.414	\$162.070
Mantención		-\$58.259	-\$60.007	-\$61.807	-\$63.661	-\$65.571	-\$67.538	-\$69.564	-\$71.651	-\$73.800	-\$76.014
Inversión											
Flujo Neto		\$326.031	\$333.152	\$340.426	\$347.854	\$355.442	\$363.191	\$371.105	\$379.188	\$387.443	\$395.874

Tabla A17 - Indicadores Económicos para una instalación aislada de 2 [kW] en Loft Waddington.

VAN	\$133.218
TIR	9%
Payback	12 años

Tabla A18 - Balance de Energía para una instalación aislada de 2,5 [kW] en Loft Waddington.

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	303,0	417,7	56,2	287,2	56,2	231,0	0,0	81,1	130,5	81,1	49,4	0,0	165,7
Febrero	369,0	377,7	68,4	267,3	68,4	198,9	0,0	98,8	110,4	98,8	11,6	0,0	201,7
Marzo	215,0	315,2	39,9	233,6	39,9	193,8	0,0	57,6	81,6	57,6	24,0	0,0	117,5
Abril	312,0	221,7	53,8	172,3	53,8	118,5	0,0	85,9	49,4	49,4	0,0	36,5	172,3
Mayo	350,0	150,5	60,3	122,7	60,3	62,4	0,0	96,3	27,8	27,8	0,0	68,6	193,3
Junio	922,0	125,2	158,9	104,9	104,9	0,0	54,0	253,8	20,3	20,3	0,0	233,6	509,3
Julio	719,0	138,5	123,9	114,8	114,8	0,0	9,1	197,9	23,7	23,7	0,0	174,3	397,1
Agosto	367,0	209,9	63,3	166,5	63,3	103,3	0,0	101,0	43,3	43,3	0,0	57,7	202,7
Septiembre	776,0	282,4	133,8	213,7	133,8	80,0	0,0	213,6	68,7	68,7	0,0	144,9	428,6
Octubre	420,0	340,8	77,9	244,3	77,9	166,4	0,0	112,5	96,4	96,4	0,0	16,0	229,6
Noviembre	343,0	397,0	63,6	274,5	63,6	210,9	0,0	91,9	122,5	91,9	30,6	0,0	187,5
Diciembre	291,0	410,9	54,0	279,7	54,0	225,8	0,0	77,9	131,2	77,9	53,3	0,0	159,1
Anual	303,0	417,7	56,2	287,2	56,2	231,0	0,0	81,1	130,5	81,1	49,4	0,0	165,7

Tabla A19 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación aislada de 2,5 [kW] para Loft Waddington.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	3387,5	3364,8	3342,2	3319,7	3297,4	3275,2	3253,2	3231,4	3209,7	3188,1
Autoconsumo [kWh]	0,0	1627,8	1616,9	1606,0	1595,2	1584,5	1573,9	1563,3	1552,8	1542,3	1532,0
Excedentes [kWh]	0,0	1759,7	1747,9	1736,2	1724,5	1712,9	1701,4	1690,0	1678,6	1667,3	1656,1
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		3166,7	3145,4	3124,2	3103,3	3082,4	3061,7	3041,1	3020,7	3000,4	2980,2
Autoconsumo [kWh]		1521,7	1511,5	1501,3	1491,2	1481,2	1471,2	1461,3	1451,5	1441,8	1432,1
Excedentes [kWh]		1645,0	1633,9	1623,0	1612,0	1601,2	1590,5	1579,8	1569,2	1558,6	1548,1

Tabla A20 - Evaluación Económica para una instalación aislada de 2,5 [kW] en Loft Waddington.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$216.864	\$221.869	\$226.990	\$232.228	\$237.588	\$243.071	\$248.680	\$254.420	\$260.291	\$266.298
Venta		\$153.737	\$157.285	\$160.915	\$164.629	\$168.428	\$172.315	\$176.292	\$180.360	\$184.523	\$188.781
Mantenición		-\$45.937	-\$47.315	-\$48.735	-\$50.197	-\$51.703	-\$53.254	-\$54.851	-\$56.497	-\$58.192	-\$59.937
Inversión	-\$3.062.472										
Flujo Neto	-\$3.062.472	\$324.664	\$331.839	\$339.170	\$346.660	\$354.313	\$362.132	\$370.121	\$378.283	\$386.622	\$395.142
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$272.444	\$278.732	\$285.164	\$291.745	\$298.478	\$305.367	\$312.414	\$319.624	\$327.001	\$334.547
Venta		\$193.138	\$197.595	\$202.156	\$206.821	\$211.594	\$216.477	\$221.473	\$226.584	\$231.814	\$237.164
Mantenición		-\$61.736	-\$63.588	-\$65.495	-\$67.460	-\$69.484	-\$71.568	-\$73.716	-\$75.927	-\$78.205	-\$80.551
Inversión											
Flujo Neto		\$403.846	\$412.739	\$421.825	\$431.106	\$440.589	\$450.276	\$460.172	\$470.282	\$480.610	\$491.160

Tabla A21 - Indicadores Económicos para una instalación aislada de 2,5 [kW] en Loft Waddington.

VAN	\$680.914
TIR	11%
Payback	10 años

Tabla A22 - Balance de Energía para una instalación aislada de 1,7 [kW] en Hostal Casa de Henao.

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	315,0	292,4	122,8	201,1	122,8	78,3	0,0	95,7	91,3	91,3	0,0	4,3	96,5
Febrero	312,0	264,4	121,6	187,1	121,6	65,5	0,0	94,8	77,3	77,3	0,0	17,5	95,6
Marzo	397,0	220,7	154,7	163,5	154,7	8,8	0,0	120,6	57,1	57,1	0,0	63,5	121,7
Abril	180,0	155,2	62,9	120,6	62,9	57,7	0,0	49,5	34,6	34,6	0,0	14,9	67,6
Mayo	313,0	105,3	109,3	85,9	85,9	0,0	23,4	86,0	19,4	19,4	0,0	66,6	117,6
Junio	357,0	87,6	124,7	73,5	73,5	0,0	51,2	98,1	14,2	14,2	0,0	83,9	134,2
Julio	463,0	97,0	161,7	80,4	80,4	0,0	81,3	127,3	16,6	16,6	0,0	110,7	174,0
Agosto	625,0	146,9	218,3	116,6	116,6	0,0	101,8	171,8	30,3	30,3	0,0	141,5	234,9
Septiembre	415,0	197,7	145,0	149,6	145,0	4,6	0,0	114,1	48,1	48,1	0,0	66,0	156,0
Octubre	404,0	238,5	157,5	171,0	157,5	13,6	0,0	122,7	67,5	67,5	0,0	55,2	123,8
Noviembre	291,0	277,9	113,4	192,2	113,4	78,8	0,0	88,4	85,7	85,7	0,0	2,7	89,2
Diciembre	239,0	287,6	93,2	195,8	93,2	102,7	0,0	72,6	91,8	72,6	19,2	0,0	73,3
Anual	4311,0	2371,3	1585,1	1737,3	1327,3	409,9	257,8	1241,5	634,0	614,8	19,2	626,7	1484,4

Tabla A23 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación aislada de 1,7 [kW] para Hostal Casa de Henao.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	2371,3	2355,3	2339,5	2323,8	2308,2	2292,7	2277,3	2262,0	2246,8	2231,7
Autoconsumo [kWh]	0,0	1942,1	1929,1	1916,1	1903,2	1890,4	1877,7	1865,1	1852,6	1840,1	1827,8
Excedentes [kWh]	0,0	429,2	426,3	423,4	420,6	417,8	415,0	412,2	409,4	406,6	403,9
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		2216,7	2201,8	2187,0	2172,3	2157,7	2143,2	2128,8	2114,5	2100,3	2086,2
Autoconsumo [kWh]		1815,5	1803,3	1791,2	1779,1	1767,2	1755,3	1743,5	1731,8	1720,1	1708,6
Excedentes [kWh]		401,2	398,5	395,8	393,2	390,5	387,9	385,3	382,7	380,1	377,6

Tabla A24 - Evaluación Económica para una instalación aislada de 1,7 [kW] en Hostal Casa de Henao.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$258.735	\$264.706	\$270.815	\$277.065	\$283.459	\$290.001	\$296.694	\$303.541	\$310.546	\$317.713
Venta		\$37.495	\$38.360	\$39.246	\$40.151	\$41.078	\$42.026	\$42.996	\$43.988	\$45.003	\$46.042
Mantención		-\$38.395	-\$39.547	-\$40.734	-\$41.956	-\$43.214	-\$44.511	-\$45.846	-\$47.222	-\$48.638	-\$50.097
Inversión	-\$2.559.698										
Flujo Neto	-\$2.559.698	\$257.834	\$263.519	\$269.327	\$275.260	\$281.323	\$287.516	\$293.843	\$300.307	\$306.911	\$313.657
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$325.045	\$332.547	\$340.221	\$348.073	\$356.106	\$364.325	\$372.733	\$381.335	\$390.135	\$399.139
Venta		\$47.104	\$48.192	\$49.304	\$50.442	\$51.606	\$52.797	\$54.015	\$55.262	\$56.537	\$57.842
Mantención		-\$51.600	-\$53.148	-\$54.743	-\$56.385	-\$58.077	-\$59.819	-\$61.613	-\$63.462	-\$65.366	-\$67.327
Inversión											
Flujo Neto		\$320.549	\$327.590	\$334.782	\$342.130	\$349.635	\$357.302	\$365.134	\$373.134	\$381.307	\$389.654

Tabla A25 - Indicadores Económicos para una instalación aislada de 1,7[kW] en Hostal Casa de Henao.

VAN	\$411.927
TIR	10%
Payback	11 años

Tabla A26 - Balance de Energía para una instalación aislada de 2 [kW] en Hostal Casa de Henao.

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	315,0	334,2	122,8	229,8	122,8	107,0	0,0	95,7	104,4	95,7	8,7	0,0	96,5
Febrero	312,0	302,2	121,6	213,8	121,6	92,2	0,0	94,8	88,4	88,4	0,0	6,4	95,6
Marzo	397,0	252,2	154,7	186,9	154,7	32,2	0,0	120,6	65,3	65,3	0,0	55,3	121,7
Abril	180,0	177,3	62,9	137,8	62,9	75,0	0,0	49,5	39,5	39,5	0,0	10,0	67,6
Mayo	313,0	120,4	109,3	98,2	98,2	0,0	11,2	86,0	22,2	22,2	0,0	63,8	117,6
Junio	357,0	100,2	124,7	84,0	84,0	0,0	40,7	98,1	16,2	16,2	0,0	81,9	134,2
Julio	463,0	110,8	161,7	91,9	91,9	0,0	69,9	127,3	18,9	18,9	0,0	108,3	174,0
Agosto	625,0	167,9	218,3	133,2	133,2	0,0	85,1	171,8	34,7	34,7	0,0	137,1	234,9
Septiembre	415,0	225,9	145,0	171,0	145,0	26,0	0,0	114,1	54,9	54,9	0,0	59,1	156,0
Octubre	404,0	272,6	157,5	195,5	157,5	38,0	0,0	122,7	77,2	77,2	0,0	45,6	123,8
Noviembre	291,0	317,6	113,4	219,6	113,4	106,2	0,0	88,4	98,0	88,4	9,6	0,0	89,2
Diciembre	239,0	328,7	93,2	223,8	93,2	130,6	0,0	72,6	104,9	72,6	32,4	0,0	73,3
Anual	315,0	334,2	122,8	229,8	122,8	107,0	0,0	95,7	104,4	95,7	8,7	0,0	96,5

Tabla A27 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación aislada de 2 [kW] para Hostal Casa de Henao.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	2710,0	2691,8	2673,7	2655,8	2637,9	2620,2	2602,6	2585,1	2567,7	2550,5
Autoconsumo [kWh]	0,0	2052,1	2038,4	2024,7	2011,1	1997,5	1984,1	1970,8	1957,5	1944,4	1931,3
Excedentes [kWh]	0,0	657,9	653,5	649,1	644,7	640,4	636,1	631,8	627,6	623,3	619,2
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		2533,3	2516,3	2499,4	2482,6	2465,9	2449,3	2432,9	2416,5	2400,3	2384,2
Autoconsumo [kWh]		1918,3	1905,4	1892,6	1879,9	1867,3	1854,7	1842,3	1829,9	1817,6	1805,4
Excedentes [kWh]		615,0	610,9	606,8	602,7	598,6	594,6	590,6	586,6	582,7	578,8

Tabla A28 - Evaluación Económica para una instalación aislada de 2 [kW] en Hostal Casa Henao.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$273.395	\$279.705	\$286.160	\$292.764	\$299.520	\$306.433	\$313.505	\$320.740	\$328.142	\$335.715
Venta		\$57.476	\$58.803	\$60.160	\$61.548	\$62.968	\$64.422	\$65.908	\$67.429	\$68.986	\$70.578
Mantención		-\$43.350	-\$44.651	-\$45.990	-\$47.370	-\$48.791	-\$50.255	-\$51.762	-\$53.315	-\$54.914	-\$56.562
Inversión	-\$2.890.000										
Flujo Neto	-\$2.890.000	\$287.521	\$293.857	\$300.329	\$306.942	\$313.698	\$320.600	\$327.651	\$334.854	\$342.213	\$349.731
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$343.463	\$351.390	\$359.499	\$367.796	\$376.284	\$384.968	\$393.852	\$402.942	\$412.241	\$421.755
Venta		\$72.206	\$73.873	\$75.578	\$77.322	\$79.106	\$80.932	\$82.800	\$84.711	\$86.666	\$88.666
Mantención		-\$58.259	-\$60.007	-\$61.807	-\$63.661	-\$65.571	-\$67.538	-\$69.564	-\$71.651	-\$73.800	-\$76.014
Inversión											
Flujo Neto		\$357.411	\$365.256	\$373.270	\$381.457	\$389.820	\$398.362	\$407.088	\$416.002	\$425.106	\$434.406

Tabla A29 - Indicadores Económicos para una instalación aislada de 2 [kW] en Hostal Casa Henao.

VAN	\$423.442
TIR	10%
Payback	11 años

Tabla A30 - Balance de Energía para una instalación aislada de 1,3 [kW] en Hostal The Yellow House.

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	231,0	208,9	99,6	143,6	99,6	44,0	0,0	56,9	65,2	56,9	8,3	0,0	74,5
Febrero	224,0	188,9	96,6	133,7	96,6	37,1	0,0	55,2	55,2	55,2	0,0	0,0	72,2
Marzo	206,0	157,6	88,8	116,8	88,8	28,0	0,0	50,8	40,8	40,8	0,0	10,0	66,4
Abril	236,0	110,8	108,5	86,1	86,1	0,0	22,4	54,2	24,7	24,7	0,0	29,5	73,3
Mayo	263,0	75,2	120,9	61,4	61,4	0,0	59,6	60,4	13,9	13,9	0,0	46,5	81,7
Junio	586,0	62,6	269,5	52,5	52,5	0,0	217,0	134,6	10,1	10,1	0,0	124,5	181,9
Julio	394,0	69,3	181,2	57,4	57,4	0,0	123,8	90,5	11,8	11,8	0,0	78,7	122,3
Agosto	452,0	104,9	207,8	83,3	83,3	0,0	124,6	103,8	21,7	21,7	0,0	82,2	140,3
Septiembre	381,0	141,2	175,2	106,9	106,9	0,0	68,3	87,5	34,3	34,3	0,0	53,2	118,3
Octubre	339,0	170,4	146,2	122,2	122,2	0,0	24,0	83,5	48,2	48,2	0,0	35,3	109,3
Noviembre	269,0	198,5	116,0	137,3	116,0	21,3	0,0	66,3	61,2	61,2	0,0	5,1	86,7
Diciembre	178,0	205,5	76,8	139,9	76,8	63,1	0,0	43,9	65,6	43,9	21,7	0,0	57,4
Anual	3759,0	1693,8	1687,1	1240,9	1047,5	193,4	639,6	887,6	452,9	422,8	30,1	464,9	1184,2

Tabla A31 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación aislada de 1,3 [kW] para Hostal The Yellow House.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	1693,8	1682,4	1671,1	1659,9	1648,7	1637,6	1626,6	1615,7	1604,8	1594,0
Autoconsumo [kWh]	0,0	1470,3	1460,4	1450,6	1440,8	1431,2	1421,5	1412,0	1402,5	1393,1	1383,7
Excedentes [kWh]	0,0	223,5	222,0	220,5	219,0	217,5	216,1	214,6	213,2	211,8	210,3
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		1583,3	1572,7	1562,1	1551,6	1541,2	1530,8	1520,6	1510,3	1500,2	1490,1
Autoconsumo [kWh]		1374,4	1365,2	1356,0	1346,9	1337,8	1328,8	1319,9	1311,0	1302,2	1293,5
Excedentes [kWh]		208,9	207,5	206,1	204,7	203,4	202,0	200,6	199,3	198,0	196,6

Tabla A32 - Evaluación Económica para una instalación aislada de 1,3 [kW] en Hostal The Yellow House.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$195.876	\$200.397	\$205.022	\$209.753	\$214.594	\$219.547	\$224.613	\$229.797	\$235.100	\$240.526
Venta		\$19.525	\$19.976	\$20.437	\$20.909	\$21.391	\$21.885	\$22.390	\$22.907	\$23.435	\$23.976
Mantención		-\$33.893	-\$34.401	-\$35.433	-\$36.496	-\$37.591	-\$38.719	-\$39.880	-\$41.077	-\$42.309	-\$43.578
Inversión	-\$2.259.507										
Flujo Neto	-\$2.259.507	\$181.509	\$185.972	\$190.026	\$194.166	\$198.394	\$202.713	\$207.123	\$211.627	\$216.227	\$220.924
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$246.077	\$251.756	\$257.566	\$263.511	\$269.592	\$275.814	\$282.179	\$288.691	\$295.354	\$302.170
Venta		\$24.530	\$25.096	\$25.675	\$26.267	\$26.874	\$27.494	\$28.128	\$28.777	\$29.442	\$30.121
Mantención		-\$44.885	-\$46.232	-\$47.619	-\$49.048	-\$50.519	-\$52.035	-\$53.596	-\$55.203	-\$56.860	-\$58.565
Inversión											
Flujo Neto		\$225.721	\$230.620	\$235.622	\$240.730	\$245.947	\$251.273	\$256.712	\$262.265	\$267.936	\$273.726

Tabla A33 - Indicadores Económicos para una instalación aislada de 1,3 [kW] en Hostal The Yellow House.

VAN	-\$166.292
TIR	7%
Payback	-

Tabla A34 - Balance de Energía para una instalación aislada de 1,6 [kW] en Hostal The Yellow House.

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	231,0	250,6	99,6	172,3	99,6	72,7	0,0	56,9	78,3	56,9	21,4	0,0	74,5
Febrero	224,0	226,6	96,6	160,4	96,6	63,8	0,0	55,2	66,3	55,2	11,1	0,0	72,2
Marzo	206,0	189,1	88,8	140,2	88,8	51,3	0,0	50,8	49,0	49,0	0,0	1,8	66,4
Abril	236,0	133,0	108,5	103,4	103,4	0,0	5,1	54,2	29,6	29,6	0,0	24,6	73,3
Mayo	263,0	90,3	120,9	73,6	73,6	0,0	47,3	60,4	16,7	16,7	0,0	43,7	81,7
Junio	586,0	75,1	269,5	63,0	63,0	0,0	206,5	134,6	12,2	12,2	0,0	122,4	181,9
Julio	394,0	83,1	181,2	68,9	68,9	0,0	112,3	90,5	14,2	14,2	0,0	76,3	122,3
Agosto	452,0	125,9	207,8	99,9	99,9	0,0	107,9	103,8	26,0	26,0	0,0	77,8	140,3
Septiembre	381,0	169,4	175,2	128,2	128,2	0,0	47,0	87,5	41,2	41,2	0,0	46,3	118,3
Octubre	339,0	204,5	146,2	146,6	146,2	0,4	0,0	83,5	57,9	57,9	0,0	25,7	109,3
Noviembre	269,0	238,2	116,0	164,7	116,0	48,7	0,0	66,3	73,5	66,3	7,2	0,0	86,7
Diciembre	178,0	246,6	76,8	167,8	76,8	91,1	0,0	43,9	78,7	43,9	34,8	0,0	57,4
Anual	3759,0	2032,5	1687,1	1489,1	1161,0	328,1	526,1	887,6	543,4	469,0	74,5	418,7	1184,2

Tabla A35 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación aislada de 1,6 [kW] para Hostal The Yellow House.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	2032,5	2018,9	2005,3	1991,8	1978,4	1965,1	1951,9	1938,8	1925,8	1912,9
Autoconsumo [kWh]	0,0	1630,0	1619,0	1608,1	1597,3	1586,6	1575,9	1565,3	1554,8	1544,4	1534,0
Excedentes [kWh]	0,0	402,6	399,9	397,2	394,5	391,8	389,2	386,6	384,0	381,4	378,9
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		1900,0	1887,2	1874,5	1862,0	1849,4	1837,0	1824,7	1812,4	1800,2	1788,1
Autoconsumo [kWh]		1523,7	1513,5	1503,3	1493,2	1483,1	1473,2	1463,3	1453,4	1443,7	1434,0
Excedentes [kWh]		376,3	373,8	371,3	368,8	366,3	363,8	361,4	359,0	356,5	354,2

Tabla A36 - Evaluación Económica para una instalación aislada de 1,6 [kW] en Hostal The Yellow House.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$217.151	\$222.163	\$227.290	\$232.535	\$237.902	\$243.392	\$249.009	\$254.756	\$260.635	\$266.651
Venta		\$35.169	\$35.981	\$36.811	\$37.661	\$38.530	\$39.419	\$40.329	\$41.259	\$42.212	\$43.186
Mantenición		-\$36.225	-\$36.768	-\$37.871	-\$39.007	-\$40.177	-\$41.383	-\$42.624	-\$43.903	-\$45.220	-\$46.577
Inversión	-\$2.414.975										
Flujo Neto	-\$2.414.975	\$216.096	\$221.375	\$226.230	\$231.189	\$236.254	\$241.429	\$246.714	\$252.113	\$257.627	\$263.260
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$272.804	\$279.100	\$285.541	\$292.131	\$298.873	\$305.771	\$312.827	\$320.047	\$327.433	\$334.990
Venta		\$44.183	\$45.202	\$46.245	\$47.313	\$48.405	\$49.522	\$50.665	\$51.834	\$53.030	\$54.254
Mantenición		-\$47.974	-\$49.413	-\$50.896	-\$52.422	-\$53.995	-\$55.615	-\$57.283	-\$59.002	-\$60.772	-\$62.595
Inversión											
Flujo Neto		\$269.013	\$274.889	\$280.891	\$287.022	\$293.283	\$299.677	\$306.209	\$312.879	\$319.691	\$326.649

Tabla A37 - Indicadores Económicos para una instalación aislada de 1,6 [kW] en Hostal The Yellow House.

VAN	\$79.023
TIR	8%
Payback	16 años

Tabla A38 - Balance de Energía para una instalación asociativa de 5 [kW].

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	1031,3	793,7	330,3	545,7	330,3	215,5	0,0	304,4	247,9	247,9	0,0	56,4	396,7
Febrero	1043,0	717,7	325,8	507,9	325,8	182,1	0,0	302,3	209,8	209,8	0,0	92,5	414,8
Marzo	1012,0	599,0	338,5	443,9	338,5	105,4	0,0	304,2	155,0	155,0	0,0	149,2	369,3
Abril	900,0	421,2	260,5	327,4	260,5	66,9	0,0	276,9	93,8	93,8	0,0	183,1	362,6
Mayo	1150,0	285,9	336,5	233,2	233,2	0,0	103,4	356,5	52,8	52,8	0,0	303,8	456,9
Junio	2171,0	237,9	615,9	199,4	199,4	0,0	416,5	641,9	38,5	38,5	0,0	603,4	913,2
Julio	1882,0	263,2	529,6	218,2	218,2	0,0	311,4	571,1	45,0	45,0	0,0	526,1	781,3
Agosto	1712,0	398,7	544,4	316,4	316,4	0,0	228,0	512,7	82,3	82,3	0,0	430,4	654,9
Septiembre	1768,0	536,5	494,1	406,1	406,1	0,0	88,1	514,7	130,5	130,5	0,0	384,2	759,2
Octubre	1319,0	647,5	425,8	464,2	425,8	38,4	0,0	379,3	183,2	183,2	0,0	196,0	513,9
Noviembre	1059,0	754,3	337,3	521,6	337,3	184,3	0,0	307,1	232,7	232,7	0,0	74,4	414,6
Diciembre	830,0	780,8	258,5	531,5	258,5	273,0	0,0	241,7	249,3	241,7	7,5	0,0	329,7
Anual	15877,3	6436,3	4797,3	4715,4	3649,9	1065,5	1147,4	4712,9	1720,9	1713,4	7,5	2999,5	6367,2

Tabla A39 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación asociativa de 5 [kW].

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	6436,3	6393,1	6350,1	6307,5	6265,1	6223,0	6181,1	6139,6	6098,4	6057,4
Autoconsumo [kWh]	0,0	5363,3	5327,2	5291,4	5255,9	5220,6	5185,5	5150,6	5116,0	5081,6	5047,5
Excedentes [kWh]	0,0	1073,1	1065,8	1058,7	1051,6	1044,5	1037,5	1030,5	1023,6	1016,7	1009,9
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		6016,7	5976,2	5936,1	5896,2	5856,6	5817,2	5778,1	5739,3	5700,7	5662,4
Autoconsumo [kWh]		5013,6	4979,9	4946,4	4913,2	4880,2	4847,4	4814,8	4782,4	4750,3	4718,4
Excedentes [kWh]		1003,1	996,3	989,6	983,0	976,4	969,8	963,3	956,8	950,4	944,0

Tabla A40 - Evaluación Económica para una instalación asociativa de 5 [kW].

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$714.519	\$731.009	\$747.879	\$765.139	\$782.797	\$800.863	\$819.346	\$838.255	\$857.600	\$877.392
Venta		\$93.746	\$95.910	\$98.123	\$100.388	\$102.704	\$105.075	\$107.500	\$109.980	\$112.519	\$115.115
Mantenición		-\$74.850	-\$77.096	-\$79.408	-\$81.791	-\$84.244	-\$86.772	-\$89.375	-\$92.056	-\$94.818	-\$97.662
Inversión	-\$4.990.000										
Flujo Neto	-\$4.990.000	\$733.415	\$749.823	\$766.594	\$783.736	\$801.257	\$819.166	\$837.470	\$856.179	\$875.301	\$894.846
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$897.641	\$918.357	\$939.552	\$961.235	\$983.419	\$1.006.114	\$1.029.334	\$1.053.089	\$1.077.393	\$1.102.257
Venta		\$117.772	\$120.490	\$123.271	\$126.116	\$129.026	\$132.004	\$135.050	\$138.167	\$141.356	\$144.618
Mantenición		-\$100.592	-\$103.610	-\$106.718	-\$109.920	-\$113.217	-\$116.614	-\$120.112	-\$123.716	-\$127.427	-\$131.250
Inversión											
Flujo Neto		\$914.821	\$935.238	\$956.104	\$977.431	\$999.228	\$1.021.505	\$1.044.272	\$1.067.541	\$1.091.322	\$1.115.626

Tabla A41 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 5 [kW].

VAN	\$3.484.531
TIR	16%
Payback	10 años

Tabla A42 - Balance de Energía para una instalación asociativa de 8 [kW].

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	1031,3	1253,2	330,3	861,7	330,3	531,4	0,0	304,4	391,5	304,4	87,1	0,0	396,7
Febrero	1043,0	1133,2	325,8	801,9	325,8	476,1	0,0	302,3	331,3	302,3	29,0	0,0	414,8
Marzo	1012,0	945,7	338,5	700,9	338,5	362,4	0,0	304,2	244,8	244,8	0,0	59,4	369,3
Abril	900,0	665,0	260,5	516,9	260,5	256,4	0,0	276,9	148,1	148,1	0,0	128,8	362,6
Mayo	1150,0	451,5	336,5	368,2	336,5	31,6	0,0	356,5	83,3	83,3	0,0	273,2	456,9
Junio	2171,0	375,6	615,9	314,8	314,8	0,0	301,0	641,9	60,8	60,8	0,0	581,1	913,2
Julio	1882,0	415,5	529,6	344,5	344,5	0,0	185,1	571,1	71,0	71,0	0,0	500,0	781,3
Agosto	1712,0	629,6	544,4	499,5	499,5	0,0	44,9	512,7	130,0	130,0	0,0	382,7	654,9
Septiembre	1768,0	847,2	494,1	641,1	494,1	147,0	0,0	514,7	206,0	206,0	0,0	308,7	759,2
Octubre	1319,0	1022,3	425,8	733,0	425,8	307,2	0,0	379,3	289,3	289,3	0,0	89,9	513,9
Noviembre	1059,0	1191,0	337,3	823,6	337,3	486,3	0,0	307,1	367,4	307,1	60,3	0,0	414,6
Diciembre	830,0	1232,8	258,5	839,2	258,5	580,7	0,0	241,7	393,6	241,7	151,8	0,0	329,7
Anual	15877,3	10162,6	4797,3	7445,4	4266,3	3179,2	531,0	4712,9	2717,2	2388,9	328,3	2323,9	6367,2

Tabla A43 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación asociativa de 8 [kW].

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	10162,6	10094,4	10026,5	9959,1	9892,2	9825,7	9759,7	9694,1	9629,0	9564,3
Autoconsumo [kWh]	0,0	6655,2	6610,5	6566,1	6521,9	6478,1	6434,6	6391,3	6348,4	6305,7	6263,4
Excedentes [kWh]	0,0	3507,4	3483,9	3460,5	3437,2	3414,1	3391,2	3368,4	3345,7	3323,2	3300,9
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		9500,0	9436,2	9372,7	9309,8	9247,2	9185,1	9123,3	9062,0	9001,1	8940,6
Autoconsumo [kWh]		6221,3	6179,5	6137,9	6096,7	6055,7	6015,0	5974,6	5934,5	5894,6	5855,0
Excedentes [kWh]		3278,7	3256,7	3234,8	3213,1	3191,5	3170,0	3148,7	3127,6	3106,6	3085,7

Tabla A44 - Evaluación Económica para una instalación asociativa de 8 [kW].

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$886.634	\$907.096	\$928.030	\$949.448	\$971.359	\$993.777	\$1.016.712	\$1.040.176	\$1.064.181	\$1.088.741
Venta		\$306.423	\$313.495	\$320.730	\$328.132	\$335.705	\$343.452	\$351.379	\$359.488	\$367.784	\$376.272
Mantenición		-\$110.850	-\$114.176	-\$117.601	-\$121.129	-\$124.763	-\$128.506	-\$132.361	-\$136.332	-\$140.421	-\$144.634
Inversión	-\$7.390.000										
Flujo Neto	-\$7.390.000	\$1.082.207	\$1.106.415	\$1.131.160	\$1.156.451	\$1.182.302	\$1.208.724	\$1.235.730	\$1.263.332	\$1.291.544	\$1.320.379
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$1.113.867	\$1.139.574	\$1.165.873	\$1.192.780	\$1.220.307	\$1.248.470	\$1.277.283	\$1.306.760	\$1.336.918	\$1.367.772
Venta		\$384.956	\$393.840	\$402.929	\$412.228	\$421.742	\$431.475	\$441.433	\$451.620	\$462.043	\$472.706
Mantenición		-\$148.973	-\$153.442	-\$158.046	-\$162.787	-\$167.671	-\$172.701	-\$177.882	-\$183.218	-\$188.715	-\$194.376
Inversión											
Flujo Neto		\$1.349.850	\$1.379.971	\$1.410.757	\$1.442.221	\$1.474.378	\$1.507.244	\$1.540.833	\$1.575.162	\$1.610.246	\$1.646.102

Tabla A45 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 8 [kW].

VAN	\$5.114.534
TIR	15%
Payback	10 años

Tabla A46 - Balance de Energía para una instalación asociativa de 6 [kW] bajo sistema Net Metering.

	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	1151,4	960,8	960,8	0,0	190,6
Febrero	1164,8	868,8	868,8	0,0	296,0
Marzo	1130,2	725,0	725,0	0,0	405,2
Abril	923,3	509,8	509,8	0,0	413,5
Mayo	994,1	346,1	346,1	0,0	648,0
Junio	1973,4	288,0	288,0	0,0	1685,4
Julio	1780,5	318,6	318,6	0,0	1461,9
Agosto	1692,4	482,7	482,7	0,0	1209,7
Septiembre	1753,8	649,5	649,5	0,0	1104,3
Octubre	1473,1	783,8	783,8	0,0	689,3
Noviembre	1182,7	913,1	913,1	0,0	269,6
Diciembre	926,9	945,1	926,9	18,2	0,0
Anual	16146,6	7791,4	7773,1	18,2	8373,5

Tabla A47 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación de 6 [kW] bajo sistema Net Metering.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	7791,4	7739,0	7687,0	7635,3	7584,0	7533,1	7482,4	7432,2	7382,2	7332,6
Autoconsumo [kWh]	0,0	7773,1	7720,9	7669,0	7617,5	7566,3	7515,4	7464,9	7414,8	7364,9	7315,4
Excedentes [kWh]	0,0	18,2	18,1	18,0	17,9	17,7	17,6	17,5	17,4	17,3	17,2
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		7283,3	7234,4	7185,8	7137,5	7089,5	7041,9	6994,6	6947,6	6900,9	6854,5
Autoconsumo [kWh]		7266,3	7217,5	7169,0	7120,8	7072,9	7025,4	6978,2	6931,3	6884,7	6838,5
Excedentes [kWh]		17,0	16,9	16,8	16,7	16,6	16,5	16,4	16,3	16,1	16,0

Tabla A48 - Evaluación Económica para una instalación asociativa de 6 [kW] bajo el sistema Net Metering.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$1.035.567	\$1.059.466	\$1.083.917	\$1.108.932	\$1.134.524	\$1.160.707	\$1.187.495	\$1.214.900	\$1.242.938	\$1.271.623
Venta		\$1.593	\$1.630	\$1.667	\$1.706	\$1.745	\$1.785	\$1.827	\$1.869	\$1.912	\$1.956
Mantenición		-\$86.850	-\$89.456	-\$92.139	-\$94.903	-\$97.750	-\$100.683	-\$103.703	-\$106.815	-\$110.019	-\$113.320
Inversión	-\$5.790.000										
Flujo Neto	-\$5.790.000	\$950.310	\$971.640	\$993.445	\$1.015.735	\$1.038.519	\$1.061.810	\$1.085.618	\$1.109.954	\$1.134.831	\$1.160.260
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$1.300.970	\$1.330.994	\$1.361.712	\$1.393.138	\$1.425.289	\$1.458.183	\$1.491.835	\$1.526.264	\$1.561.488	\$1.597.525
Venta		\$2.001	\$2.047	\$2.095	\$2.143	\$2.192	\$2.243	\$2.295	\$2.348	\$2.402	\$2.457
Mantenición		-\$116.719	-\$120.221	-\$123.827	-\$127.542	-\$131.368	-\$135.309	-\$139.369	-\$143.550	-\$147.856	-\$152.292
Inversión											
Flujo Neto		\$1.186.252	\$1.212.821	\$1.239.979	\$1.267.739	\$1.296.113	\$1.325.116	\$1.354.761	\$1.385.062	\$1.416.034	\$1.447.690

Tabla A49 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 6 [kW] bajo el sistema Net Metering.

VAN	\$5.197.123
TIR	18%
Payback	8 años

Tabla A50 - Balance de Energía para una instalación asociativa de 7 [kW] bajo sistema Net Metering.

	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	1151,4	1086,1	1086,1	0,0	65,3
Febrero	1164,8	982,1	982,1	0,0	182,7
Marzo	1130,2	819,6	819,6	0,0	310,6
Abril	923,3	576,3	576,3	0,0	347,0
Mayo	994,1	391,3	391,3	0,0	602,8
Junio	1973,4	325,5	325,5	0,0	1647,9
Julio	1780,5	360,1	360,1	0,0	1420,4
Agosto	1692,4	545,6	545,6	0,0	1146,8
Septiembre	1753,8	734,2	734,2	0,0	1019,6
Octubre	1473,1	886,0	886,0	0,0	587,1
Noviembre	1182,7	1032,2	1032,2	0,0	150,5
Diciembre	926,9	1068,4	926,9	141,5	0,0
Anual	16146,6	8807,6	8666,1	141,5	7480,5

Tabla A51 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación de 7 [kW] bajo sistema Net Metering.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	8807,6	8748,4	8689,6	8631,3	8573,3	8515,6	8458,4	8401,6	8345,1	8289,0
Autoconsumo [kWh]	0,0	8666,1	8607,9	8550,0	8492,6	8435,5	8378,8	8322,5	8266,6	8211,0	8155,9
Excedentes [kWh]	0,0	141,5	140,6	139,6	138,7	137,7	136,8	135,9	135,0	134,1	133,2
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		8233,3	8178,0	8123,0	8068,5	8014,2	7960,4	7906,9	7853,8	7801,0	7748,6
Autoconsumo [kWh]		8101,0	8046,6	7992,5	7938,8	7885,5	7832,5	7779,9	7727,6	7675,6	7624,1
Excedentes [kWh]		132,3	131,4	130,5	129,6	128,8	127,9	127,0	126,2	125,3	124,5

Tabla A52 - Evaluación Económica para una instalación asociativa de 7 [kW] bajo el sistema Net Metering.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$1.154.534	\$1.181.179	\$1.208.439	\$1.236.327	\$1.264.860	\$1.294.051	\$1.323.915	\$1.354.469	\$1.385.728	\$1.417.709
Venta		\$12.363	\$12.648	\$12.940	\$13.239	\$13.544	\$13.857	\$14.177	\$14.504	\$14.839	\$15.181
Mantenición		-\$97.350	-\$100.271	-\$103.279	-\$106.377	-\$109.568	-\$112.855	-\$116.241	-\$119.728	-\$123.320	-\$127.020
Inversión	-\$6.490.000										
Flujo Neto	-\$6.490.000	\$1.069.547	\$1.093.557	\$1.118.100	\$1.143.189	\$1.168.836	\$1.195.053	\$1.221.851	\$1.249.245	\$1.277.247	\$1.305.870
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$1.450.427	\$1.483.901	\$1.518.147	\$1.553.183	\$1.589.028	\$1.625.700	\$1.663.219	\$1.701.603	\$1.740.874	\$1.781.050
Venta		\$15.532	\$15.890	\$16.257	\$16.632	\$17.016	\$17.408	\$17.810	\$18.221	\$18.642	\$19.072
Mantenición		-\$130.830	-\$134.755	-\$138.798	-\$142.962	-\$147.251	-\$151.668	-\$156.218	-\$160.905	-\$165.732	-\$170.704
Inversión											
Flujo Neto		\$1.335.128	\$1.365.036	\$1.395.606	\$1.426.853	\$1.458.793	\$1.491.441	\$1.524.811	\$1.558.920	\$1.593.784	\$1.629.418

Tabla A53 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 7 [kW] bajo el sistema Net Metering.

VAN	\$5.875.949
TIR	18%
Payback	8 años

Tabla A54 - Evaluación Económica para una instalación asociativa de 6 [kW] utilizando un subsidio a la inversión de un 30% por parte del Estado.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$794.308	\$812.639	\$831.394	\$850.581	\$870.211	\$890.294	\$910.841	\$931.862	\$953.367	\$975.370
Venta		\$159.803	\$163.491	\$167.264	\$171.124	\$175.073	\$179.114	\$183.247	\$187.476	\$191.803	\$196.230
Mantención		-\$86.850	-\$89.456	-\$92.139	-\$94.903	-\$97.750	-\$100.683	-\$103.703	-\$106.815	-\$110.019	-\$113.320
Inversión	-\$4.053.000										
Flujo Neto	-\$4.053.000	\$867.261	\$886.675	\$906.519	\$926.802	\$947.534	\$968.725	\$990.385	\$1.012.523	\$1.035.152	\$1.058.280
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$997.880	\$1.020.909	\$1.044.470	\$1.068.575	\$1.093.236	\$1.118.466	\$1.144.278	\$1.170.686	\$1.197.704	\$1.225.345
Venta		\$200.758	\$205.391	\$210.131	\$214.981	\$219.942	\$225.018	\$230.211	\$235.524	\$240.960	\$246.521
Mantención		-\$116.719	-\$120.221	-\$123.827	-\$127.542	-\$131.368	-\$135.309	-\$139.369	-\$143.550	-\$147.856	-\$152.292
Inversión											
Flujo Neto		\$1.081.919	\$1.106.080	\$1.130.774	\$1.156.014	\$1.181.810	\$1.208.175	\$1.235.121	\$1.262.661	\$1.290.807	\$1.319.574

Tabla A55 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 6 [kW] utilizando un subsidio a la inversión de un 30% por parte del Estado.

VAN	\$5.969.153
TIR	23%
Payback	6 años

Tabla A56 - Evaluación Económica para una instalación asociativa de 7 [kW] utilizando un subsidio a la inversión de un 30% por parte del Estado.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$839.789	\$859.170	\$878.998	\$899.284	\$920.038	\$941.271	\$962.994	\$985.218	\$1.007.955	\$1.031.217
Venta		\$218.763	\$223.812	\$228.977	\$234.261	\$239.668	\$245.199	\$250.858	\$256.647	\$262.570	\$268.630
Mantenición		-\$97.350	-\$100.271	-\$103.279	-\$106.377	-\$109.568	-\$112.855	-\$116.241	-\$119.728	-\$123.320	-\$127.020
Inversión	-\$4.543.000										
Flujo Neto	-\$4.543.000	\$961.202	\$982.711	\$1.004.696	\$1.027.168	\$1.050.137	\$1.073.614	\$1.097.610	\$1.122.137	\$1.147.205	\$1.172.827
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$1.055.016	\$1.079.364	\$1.104.274	\$1.129.759	\$1.155.832	\$1.182.507	\$1.209.797	\$1.237.717	\$1.266.282	\$1.295.506
Venta		\$274.829	\$281.172	\$287.661	\$294.300	\$301.092	\$308.040	\$315.149	\$322.423	\$329.864	\$337.476
Mantenición		-\$130.830	-\$134.755	-\$138.798	-\$142.962	-\$147.251	-\$151.668	-\$156.218	-\$160.905	-\$165.732	-\$170.704
Inversión											
Flujo Neto		\$1.199.015	\$1.225.781	\$1.253.137	\$1.281.097	\$1.309.673	\$1.338.879	\$1.368.729	\$1.399.235	\$1.430.414	\$1.462.278

Tabla A57 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 7 [kW] utilizando un subsidio a la inversión de un 30% por parte del Estado.

VAN	\$6.564.053
TIR	23%
Payback	6 años

Tabla A58 - Balance de Energía para una instalación asociativa de 6 [kW], considerando panel tipo Capa Fina.

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	1031,3	971,5	330,3	668,0	330,3	337,7	0,0	304,4	303,5	303,5	0,0	0,9	396,7
Febrero	1043,0	878,5	325,8	621,6	325,8	295,8	0,0	302,3	256,8	256,8	0,0	45,5	414,8
Marzo	1012,0	733,1	338,5	543,3	338,5	204,8	0,0	304,2	189,8	189,8	0,0	114,4	369,3
Abril	900,0	515,5	260,5	400,7	260,5	140,2	0,0	276,9	114,8	114,8	0,0	162,1	362,6
Mayo	1150,0	350,0	336,5	285,4	285,4	0,0	51,1	356,5	64,6	64,6	0,0	291,9	456,9
Junio	2171,0	291,2	615,9	244,1	244,1	0,0	371,8	641,9	47,1	47,1	0,0	594,8	913,2
Julio	1882,0	322,1	529,6	267,1	267,1	0,0	262,5	571,1	55,1	55,1	0,0	516,0	781,3
Agosto	1712,0	488,0	544,4	387,2	387,2	0,0	157,2	512,7	100,8	100,8	0,0	411,9	654,9
Septiembre	1768,0	656,7	494,1	497,0	494,1	2,9	0,0	514,7	159,7	159,7	0,0	355,0	759,2
Octubre	1319,0	792,5	425,8	568,2	425,8	142,4	0,0	379,3	224,3	224,3	0,0	155,0	513,9
Noviembre	1059,0	923,3	337,3	638,5	337,3	301,2	0,0	307,1	284,8	284,8	0,0	22,3	414,6
Diciembre	830,0	955,7	258,5	650,6	258,5	392,1	0,0	241,7	305,1	241,7	63,4	0,0	329,7
Anual	15877,3	7878,1	4797,3	5771,7	3954,6	1817,1	842,6	4712,9	2106,4	2043,0	63,4	2669,8	6367,2

Tabla A59 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación asociativa de 6 [kW], considerando panel tipo Capa Fina.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	7878,1	7825,2	7772,6	7720,4	7668,5	7617,0	7565,8	7514,9	7464,4	7414,3
Autoconsumo [kWh]	0,0	5997,7	5957,4	5917,3	5877,6	5838,1	5798,8	5759,9	5721,2	5682,7	5644,5
Excedentes [kWh]	0,0	1880,5	1867,8	1855,3	1842,8	1830,4	1818,1	1805,9	1793,8	1781,7	1769,8
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		7364,5	7315,0	7265,8	7217,0	7168,5	7120,3	7072,5	7024,9	6977,7	6930,8
Autoconsumo [kWh]		5606,6	5568,9	5531,5	5494,3	5457,4	5420,7	5384,3	5348,1	5312,2	5276,5
Excedentes [kWh]		1757,9	1746,0	1734,3	1722,7	1711,1	1699,6	1688,2	1676,8	1665,6	1654,4

Tabla A60 - Evaluación Económica para una instalación asociativa de 6 [kW], considerando panel tipo Capa Fina.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$799.032	\$817.473	\$836.339	\$855.640	\$875.387	\$895.590	\$916.258	\$937.404	\$959.038	\$981.171
Venta		\$164.286	\$168.077	\$171.956	\$175.925	\$179.985	\$184.138	\$188.388	\$192.736	\$197.184	\$201.734
Mantenición		-\$81.361	-\$83.802	-\$86.316	-\$88.906	-\$91.573	-\$94.320	-\$97.150	-\$100.064	-\$103.066	-\$106.158
Inversión	-\$5.424.098										
Flujo Neto	-\$5.424.098	\$881.957	\$901.748	\$921.979	\$942.659	\$963.799	\$985.408	\$1.007.496	\$1.030.075	\$1.053.155	\$1.076.747
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$1.003.815	\$1.026.981	\$1.050.682	\$1.074.930	\$1.099.738	\$1.125.118	\$1.151.084	\$1.177.649	\$1.204.828	\$1.232.633
Venta		\$206.390	\$211.153	\$216.026	\$221.012	\$226.113	\$231.331	\$236.670	\$242.132	\$247.720	\$253.437
Mantenición		-\$109.343	-\$112.623	-\$116.002	-\$119.482	-\$123.067	-\$126.759	-\$130.561	-\$134.478	-\$138.512	-\$142.668
Inversión											
Flujo Neto		\$1.100.862	\$1.125.511	\$1.150.707	\$1.176.460	\$1.202.784	\$1.229.691	\$1.257.192	\$1.285.303	\$1.314.035	\$1.343.402

Tabla A61 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 6 [kW], considerando panel tipo Capa Fina.

VAN	\$4.772.273
TIR	17%
Payback	8 años

Tabla A62 - Balance de Energía para una instalación asociativa de 7 [kW], considerando panel tipo Capa Fina.

	Total		Horario de Mayor Radiación (10:00 - 16:00)					Horario de Menor Radiación (6:00 - 10:00 y 16:00 - 19:00)					Noche
	Demanda	Generación	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Demanda	Generación	Autoconsumo	Inyección	Consumo	Consumo
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	1031,3	1139,6	330,3	783,6	330,3	453,4	0,0	304,4	356,0	304,4	51,6	0,0	396,7
Febrero	1043,0	1030,5	325,8	729,2	325,8	403,4	0,0	302,3	301,3	301,3	0,0	1,0	414,8
Marzo	1012,0	860,0	338,5	637,4	338,5	298,9	0,0	304,2	222,6	222,6	0,0	81,6	369,3
Abril	900,0	604,7	260,5	470,0	260,5	209,6	0,0	276,9	134,7	134,7	0,0	142,2	362,6
Mayo	1150,0	410,6	336,5	334,8	334,8	0,0	1,7	356,5	75,8	75,8	0,0	280,8	456,9
Junio	2171,0	341,6	615,9	286,3	286,3	0,0	329,6	641,9	55,3	55,3	0,0	586,6	913,2
Julio	1882,0	377,9	529,6	313,3	313,3	0,0	216,3	571,1	64,6	64,6	0,0	506,5	781,3
Agosto	1712,0	572,5	544,4	454,3	454,3	0,0	90,1	512,7	118,2	118,2	0,0	394,5	654,9
Septiembre	1768,0	770,4	494,1	583,0	494,1	88,9	0,0	514,7	187,3	187,3	0,0	327,4	759,2
Octubre	1319,0	929,7	425,8	666,6	425,8	240,7	0,0	379,3	263,1	263,1	0,0	116,2	513,9
Noviembre	1059,0	1083,1	337,3	749,0	337,3	411,7	0,0	307,1	334,1	307,1	27,0	0,0	414,6
Diciembre	830,0	1121,1	258,5	763,2	258,5	504,6	0,0	241,7	357,9	241,7	116,2	0,0	329,7
Anual	15877,3	9241,7	4797,3	6770,7	4159,5	2611,2	637,8	4712,9	2471,0	2276,1	194,8	2436,7	6367,2

Tabla A63 - Proyección de Generación, Autoconsumo e Inyección de excedentes por año, para una instalación asociativa de 7 [kW], considerando panel tipo Capa Fina.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Generación [kWh]	0,0	9241,7	9179,6	9117,9	9056,6	8995,7	8935,3	8875,2	8815,6	8756,4	8697,5
Autoconsumo [kWh]	0,0	6435,6	6392,4	6349,4	6306,8	6264,4	6222,3	6180,5	6138,9	6097,7	6056,7
Excedentes [kWh]	0,0	2806,0	2787,2	2768,4	2749,8	2731,4	2713,0	2694,8	2676,7	2658,7	2640,8
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Producción [kWh]		8639,1	8581,0	8523,3	8466,1	8409,2	8352,7	8296,5	8240,8	8185,4	8130,4
Autoconsumo [kWh]		6016,0	5975,6	5935,4	5895,5	5855,9	5816,6	5777,5	5738,7	5700,1	5661,8
Excedentes [kWh]		2623,1	2605,4	2587,9	2570,5	2553,3	2536,1	2519,1	2502,1	2485,3	2468,6

Tabla A64 - Evaluación Económica para una instalación asociativa de 7 [kW], considerando panel tipo Capa Fina.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ahorro		\$857.380	\$877.167	\$897.411	\$918.122	\$939.311	\$960.988	\$983.166	\$1.005.856	\$1.029.070	\$1.052.819
Venta		\$245.146	\$250.804	\$256.592	\$262.513	\$268.572	\$274.770	\$281.111	\$287.599	\$294.236	\$301.027
Mantención		-\$91.999	-\$94.759	-\$97.602	-\$100.530	-\$103.546	-\$106.652	-\$109.852	-\$113.147	-\$116.542	-\$120.038
Inversión	-\$6.133.276										
Flujo Neto	-\$6.133.276	\$1.010.527	\$1.033.212	\$1.056.401	\$1.080.105	\$1.104.336	\$1.129.106	\$1.154.426	\$1.180.308	\$1.206.764	\$1.233.808
		Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ahorro		\$1.077.116	\$1.101.975	\$1.127.406	\$1.153.425	\$1.180.044	\$1.207.278	\$1.235.140	\$1.263.645	\$1.292.808	\$1.322.644
Venta		\$307.974	\$315.081	\$322.353	\$329.792	\$337.403	\$345.190	\$353.157	\$361.307	\$369.645	\$378.176
Mantención		-\$123.639	-\$127.348	-\$131.169	-\$135.104	-\$139.157	-\$143.332	-\$147.632	-\$152.061	-\$156.622	-\$161.321
Inversión											
Flujo Neto		\$1.261.451	\$1.289.708	\$1.318.591	\$1.348.114	\$1.378.291	\$1.409.136	\$1.440.665	\$1.472.891	\$1.505.831	\$1.539.499

Tabla A65 - Indicadores Económicos para una instalación asociativa de 7 [kW], considerando panel tipo Capa Fina.

VAN	\$5.550.279
TIR	18%
Payback	8 años

11.3. ANEXO C: DETALLES DE EQUIPOS

Electrical Specification (STC*)

Maximum Power	P _{max} (W)	270	275	280	285	290	295	300	305
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	31.20	31.40	31.60	31.80	32.20	32.40	32.60	32.80
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	8.65	8.76	8.86	8.96	9.01	9.10	9.20	9.30
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	38.30	38.50	38.70	38.90	39.70	40.00	40.30	40.60
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	9.29	9.38	9.46	9.54	9.69	9.74	9.79	9.84
Module Efficiency	(%)	16.6	16.9	17.2	17.5	17.8	18.1	18.4	18.7
Power Output Tolerance	(W)	0~+5							

* Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5

Electrical Specification (NOCT*)

Maximum Power	P _{max} (W)	201.02	204.45	207.90	211.39	215.92	219.60	222.57	226.75
Maximum Power Voltage	V _{mp} (V)	28.80	29.00	29.20	29.40	29.70	30.00	30.20	30.60
Maximum Power Current	I _{mp} (A)	6.98	7.05	7.12	7.19	7.27	7.32	7.37	7.41
Open Circuit Voltage	V _{oc} (V)	35.60	35.80	36.00	36.10	36.90	37.20	37.40	37.70
Short Circuit Current	I _{sc} (A)	7.50	7.57	7.64	7.70	7.83	7.87	7.91	7.95

* Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s

Mechanical Data

Solar Cell Type	Poly 156.75×156.75mm
Number of Cells	60 Cells (6×10)
Dimensions of Module L*W*H (mm)	1640×992×35mm [64.56 × 39.05 × 1.38 inches]
Weight (kg)	18.1kg
Glass	High transparency solar glass 3.2mm [0.13 inches]
Backsheet	White
Frame	Silver, anodized aluminium alloy
J-Box	IP68 Rated
Cable	4.0mm ² [0.006 inches ²], 900mm [35.4 inches]
Number of diodes	3
Wind/ Snow Load	2400Pa/5400Pa*
Connector	MC4 Compatible

* For more details please check the installation manual of GCLSI

Temperature Ratings

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.39%/°C

Packaging Configuration

Module per box	30 pieces
Module per 40' container	840 pieces

Maximum Ratings

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC
	1500V DC-[H]
Max Series Fuse Rating	15A

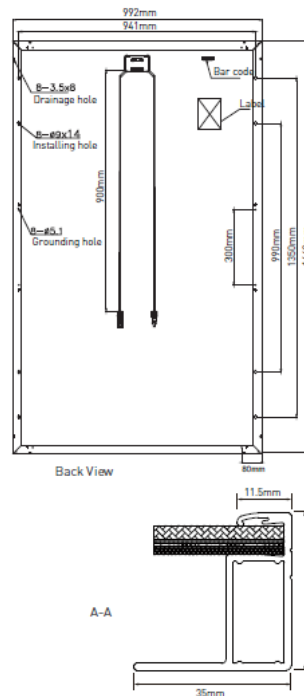
Optional

Connector: ☐ Original MC4

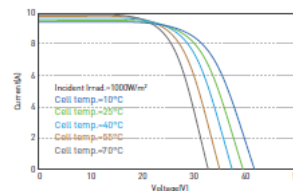


Contact Us for More Information

Module Dimension



U-I Curve at Different Temperature (290W)



U-I/P-U Curve at Different Irradiation (290W)

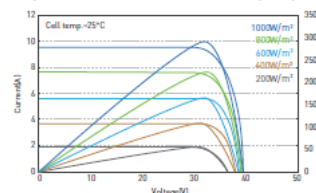


Figura A1 - Especificaciones Técnicas de Panel Solar utilizado para la evaluación técnica-económica.

Fuente: GCL

4 Technical Data

4.1 Input (DC)

Table 3

Model	ST5KTi	ST6KTi	ST8KTi	ST10KTi	ST12KTi	ST13KTi	ST15KTi
Max. DC Power[W]	6000	7000	9600	12000	12000	14300	17000
Max. DC power each MPP tracker [W]	6000	7000	4800	6000	6000	4700	5600
Max. DC Voltage[V]	1000						
Max.Input Current of MPP Tracker[A]	12		12+12			12+20	
Number of MPP Trackers / Strings per MPP Tracker	1/1		2/1			2/(2+1)	
MPPT Voltage Range [V]	200-950						
Nominal PV Voltage [V]	610						
Shut Down Voltage/Power-On Voltage	120/160						
Overvoltage category	II			II			

4.2 Output (AC)

Table 4

Model	ST5KTi	ST6KTi	ST8KTi	ST10KTi	ST12KTi	ST13KTi	ST15KTi
Max. AC Power[W]	5500	6600	8800	11000	13200	14300	16500
Max. AC Current [A]	8	9.6	13	16	19	20.8	24
Nominal AC Voltage [V]	3/N/PE,220V/380V 3/N/PE,230V/400V 3/N/PE,240V/415V						
AC Voltage Range [V]	176-300Vac						

AC Grid Frequency [Hz]	50/60
Power Factor (cosφ)	0.8lagging-0.8leading
THD (at nominal power)	<3%
Overvoltage Category	III

4.3 Efficiency Safety and Protection

Table 5

Model	ST5KTi	ST5KTi	ST8KTi	ST10KTi	ST12KTi	ST13KTi	ST15KTi
Max. Efficiency	98.1%	98.1%	98.1%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%
Euro-Efficiency	97.6%	97.6%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%	97.8%
MPPT Efficiency	99.9%						
Overvoltage / Under- Voltage Protection	Yes						
Shutdown Voltage / Start Voltage	Yes						
DC Isolation Impedance Monitoring	Yes						
Ground Fault Protection	Yes						
Grid Monitoring	Yes						
Ground Fault Current Monitoring	Yes						
DC Injection Monitoring	Yes						

4.4 General Data

Table 6

Model	ST5KTi	ST6KTi	ST8KTi	ST10KTi	ST12KTi	ST13KTi	ST15KTi
Dimension(W/H/ D) [mm]	570/470/120						

Weight [kg]	18	20	22
Cooling Concept	Natural Convection		
Noise (typical) [dB]	≤30dB		
Operating Temperature Range [°C]	-25°C ~ +60°C/derating at 45°C		
Relative humidity range	0% ~ 100% (condensing)		
Pollution Degree	External (III) Internal (II)		
Protective class	Class I		
Degree of Protection	IP65		
Topology	Transformerless		
Internal Consumption(night) [W]	<0.1W		
LCD display	Yes		
Communication Interfaces	RS485/ WiFi Optional		
Standard Warranty	5/10/15 years Free/Opt./Opt.		

Figura A2 - Especificaciones Técnicas de Inversor utilizado para evaluación técnico-económica.

Fuente: MOSO



Figura A3 - Inversor ofrecido por empresa instaladora.

Fuente: MOSO

Technical Data

Data at standard test conditions (STC)

Module type		SCHOTT PROTECT™ ASI CLIME									
		stabilised value	initial value	stabilised value	initial value	stabilised value	initial value	stabilised value	initial value	stabilised value	initial value
Nominal power [Wp]	P _{mpp}	≥ 107	124.1	≥ 110	127.6	≥ 112	129.9	≥ 114	132.3	≥ 116	134.6
Voltage at nominal power [V]	U _{mpp}	32.3	34.1	32.6	34.5	32.9	34.7	33.1	34.9	33.3	35.1
Current at nominal power [A]	I _{mpp}	3.31	3.64	3.37	3.70	3.41	3.75	3.45	3.79	3.49	3.83
Open-circuit voltage [V]	U _{oc}	41.0	42.1	41.6	42.7	42.0	43.1	42.4	43.5	42.8	43.9
Short-circuit current [A]	I _{sc}	3.92	4.04	3.97	4.09	4.00	4.12	4.03	4.16	4.06	4.19
Module efficiency (%)	η	7.4		7.6		7.7		7.9		8.0	

STC (1,000 W/m²; AM 1.5; cell temperature 25°C)

Power tolerance (as measured by flasher): -0 W / +1.99 W / +2.99 W

Data at normal operating cell temperature (NOCT)*

Nominal power [Wp]	P _{mpp}	83.5	85.8	87.4	88.9	90.5
Voltage at nominal power [V]	U _{mpp}	30.4	30.7	30.9	31.1	31.3
Open-circuit voltage [V]	U _{oc}	37.4	37.9	38.3	38.6	39.0
Short-circuit current [A]	I _{sc}	3.14	3.18	3.20	3.23	3.25
Temperature [°C]	T _{NOCT}	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0

NOCT (800 W/m²; AM 1.5, windspeed 1 m/s, ambient temperature 20°C)

Data at low irradiation

Nominal power [Wp]	P _{mpp}	21.4	22.0	22.4	22.8	23.2
Voltage at nominal power [V]	U _{mpp}	32.3	32.6	32.9	33.1	33.3
Current at nominal power [A]	I _{mpp}	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70
Open-circuit voltage [V]	U _{oc}	36.9	37.4	37.8	38.1	38.5
Short-circuit current [A]	I _{sc}	0.78	0.79	0.80	0.81	0.81
Module efficiency (%)	η	7.4	7.6	7.7	7.9	8.0

Irradiance 200 W/m²; AM 1.5, cell temperature 25°C)

Measurement accuracy at irradiance of 200 W/m²: ±10 %

Temperature coefficients

Power [%/K]	P _{mpp}	-0.20
Open-circuit voltage [%/K]	U _{oc}	-0.33
Short-circuit current [%/K]	I _{sc}	+0.08

Characteristic data

Solar cells per module	72 (3 x 24)
Cell type	a-Si/a-Si tandem (amorphous silicon)
Junction box	2 x IP65 by Lumberg, without bypass diode, single-pole, sealed with 2K silicon; 2.5 mm ² solar cable
Connector	LC4 connector
Dimensions junction box [mm]	40.1 x 54.4 x 10.5
Front panel	thermally treated float glass 1.8 mm
Backside panel	hardened back glass 3.2 mm
Frame material	aluminium, black

Dimensions and weight

Dimensions [mm]	1,308 (h) x 1,108 (w)
Thickness [mm]	35
Weight [kg]	20.8

Limits

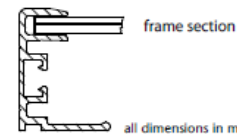
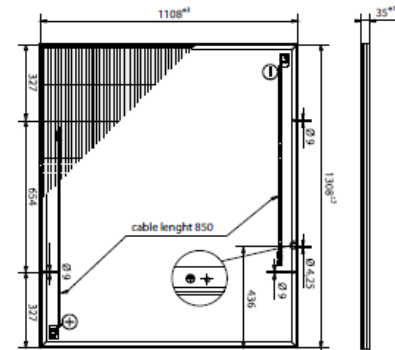
Maximum system voltage [V _{DC}]	1,000
Maximum reverse current I _R [A]**	10
Operating module temperature [°C]	-40 ... +85
Maximum load (to IEC 61215 ed. 2)	pressure: 5,400 N/m ² or 550 kg/m ² suction: 2,400 N/m ² or 245 kg/m ²
Application classification (to IEC 61730)	A
Fire classification (to IEC 61730)	C

** No external voltage in excess of U_{oc} shall be applied to the module.

Permission and certificates

The modules are certified to IEC 61646 and IEC 61730, Electrical Protection Class II and the CE-guidelines and are also RoHS conform. Moreover SCHOTT Solar is certified and registered to ISO 9001.

Power measurement accuracy: ±5 %



The installation manual contains additional information on installation and operation. SCHOTT Solar AG reserves the right to make specification changes in this datasheet without notice. All information complies with the requirements of the standard EN 50380.



Figura A4 - Especificaciones técnicas de panel fotovoltaico capa fina, utilizado para evaluar posibles mejoras.
Fuente: tritecintervento.cl

11.4. ANEXO D: DETALLES LEY N°21.118

A continuación, se detallan ciertos artículos que son relevantes en el caso de una instalación en conjunto. Cabe mencionar, que son extraídos del borrador del reglamento oficial [37], por lo que aún está en etapa de evaluación, y lo que se detalle a continuación podría presentar leves cambios.

CAPITULO 2

DEL EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN CONJUNTO

Artículo 8º.- Los Usuarios Finales que se agrupen y dispongan para su propio consumo de un Equipamiento de Generación Conjunto, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través del o los empalmes según corresponda.

Artículo 9º.- Para ejercer el derecho señalado en el artículo anterior los miembros de la agrupación deberán estar conectados a las redes de distribución del mismo concesionario de servicio público de distribución y acreditar la propiedad conjunta del Equipamiento de Generación Conjunto. Dicha acreditación podrá realizarse demostrando la existencia de títulos o derechos de participación en una persona jurídica previamente constituida que sea propietaria de un Equipamiento de Generación; mediante una declaración en el contrato de propiedad conjunta referido en el artículo siguiente; o mediante cualquier otro medio que dé cuenta de la propiedad conjunta de manera fehaciente. Los antecedentes que acrediten la propiedad conjunta deben acompañarse al momento de presentar la Notificación de Conexión, en adelante “NC”, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 3 del Título III del presente reglamento.

Artículo 10º.- Los miembros de la agrupación deberán suscribir un contrato de propiedad conjunta que contenga, a lo menos, las siguientes estipulaciones:

- a) La identificación completa de todos los Usuarios Finales, incluyendo su nombre completo, cédula de identidad y domicilio.

- b) El porcentaje de participación de cada uno de ellos en la propiedad del Equipamiento de Generación Conjunto que dé cuenta del 100% de la propiedad del mismo.
- c) La designación e individualización del representante de la agrupación ante la Empresa Distribuidora y las atribuciones que determinen las partes, que podrán incluir las indicadas en el literal siguiente.
- d) La organización y modalidad de administración de la agrupación, que permita a las partes adoptar decisiones que digan relación con su funcionamiento, tales como la tramitación del proceso de conexión, instalación, operación, mantención, desmantelamiento y/o reparación del Equipamiento de Generación Conjunto.
- e) Un mecanismo de recaudación de fondos para gastos de la agrupación, tales como la adquisición, funcionamiento, mantención, operación, potenciales ampliaciones del Equipamiento de Generación Conjunto, así como cualquier otro gasto que pudiere derivar del funcionamiento de la agrupación.
- f) Las reglas de repartición de las inyecciones, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 49º del presente reglamento.
- g) Una declaración de conformidad, de quien corresponda, para dar acceso al lugar donde se ubique el Equipamiento de Generación Conjunto a la Superintendencia, Empresa Distribuidora u otros fiscalizadores si fuese necesario.
- h) Reglas y disposiciones ante incumplimientos de las obligaciones de las partes del contrato.
- i) Un mecanismo de solución a que deberán ser sometidas las diferencias que ocurran entre los miembros de la agrupación.
- j) Causales de término del contrato de propiedad conjunta y mecanismo de cesión de derechos.

Artículo 11º.- Para efectos del procedimiento regulado en el presente Título, el Usuario Final podrá ser representado por un tercero mediante el otorgamiento de un poder simple. En el caso de la solicitud de conexión de un Equipamiento de

Generación Conjunto, el poder simple deberá ser otorgado por al menos dos interesados en abastecer sus propios consumos de energía e inyectar los excedentes de energía.

Artículo 13º.- Para dar inicio al proceso de conexión, el Usuario Final deberá presentar una SCR a la Empresa Distribuidora respectiva, en el formato que establezca al efecto la Superintendencia y que deberá contener, la siguiente información:

- a) Nombre completo o razón social y Rol Único Nacional o Rol Único Tributario del solicitante, según corresponda. En caso que la SCR se presente por un tercero a nombre del o los Usuarios Finales, deberá acompañarse el poder simple otorgado y la fotocopia de la cédula de identidad o del Rol Único Tributario del o los Usuarios Finales, según corresponda;
- b) Modalidad de operación del Equipamiento de Generación;
- c) Dirección donde se instalará el Equipamiento de Generación;
- d) Número(s) de identificación del servicio;
- e) Teléfono, correo electrónico u otro medio de contacto;
- f) Capacidad Instalada del Equipamiento de Generación a conectar y sus principales características, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

En el caso de un Equipamiento de Generación Conjunto deberá, además, adjuntarse una nómina preliminar de los copropietarios del Equipamiento de Generación, señalando el nombre completo o razón social, cédula de identidad, o Rol Único Tributario, según corresponda y el número de 7 identificación del servicio y dirección de todos los Usuarios Finales señalados en la nómina preliminar.

Artículo 25º.- Dentro del plazo establecido en el Artículo 22º del presente reglamento, el Usuario Final deberá presentar una NC, la que deberá

contener las menciones y acompañar los antecedentes que se indican a continuación:

- a) Contrato de conexión firmado por el Usuario Final o el representante de los propietarios del Equipamiento de Generación Conjunta;
- b) La dirección del inmueble donde se emplazará el Equipamiento de Generación;
- c) La identificación y clase del instalador eléctrico o la identificación del profesional de aquellos señalados en el decreto N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o el que lo reemplace, según corresponda;
- d) Copia de la comunicación de la energización del Equipamiento de Generación realizada por el Usuario Final ante la Superintendencia; y
- e) Acreditación del pago de Obras Adicionales o Adecuaciones, si corresponde, mediante los comprobantes de pago respectivos.

Para el caso de un Equipamiento de Generación Conjunto se deberán adjuntar además los antecedentes que acrediten la propiedad conjunta del Equipamiento de Generación de acuerdo a lo señalado en el Artículo 9° del presente reglamento y el contrato de propiedad conjunta. La Empresa Distribuidora deberá verificar que el contrato de propiedad conjunta contenga los contenidos mínimos exigidos por la Ley y el presente reglamento.

Artículo 45°.- La Capacidad Instalada Permitida y la Inyección de Excedentes Permitida serán calculadas de acuerdo al procedimiento de cálculo y los requerimientos técnicos que determine la norma técnica respectiva. El cálculo deberá considerar el efecto que pueda causar un Equipamiento de Generación a la red de distribución, de manera que ésta opere de acuerdo a la calidad y seguridad del servicio establecida en la normativa vigente. Además, la Capacidad Instalada Permitida y la Inyección de Excedentes Permitida, deberán entregar como resultado un uso eficiente de las redes existentes de manera que no se ejecuten Obras Adicionales asociadas a un Equipamiento si su potencia instalada es menor o igual a la Capacidad

Instalada Permitida y su Capacidad de Inyección sea menor o igual a la Inyección de Excedentes Permitida. Para obtener la Capacidad Instalada Permitida y la Inyección de Excedentes Permitida, se deberán realizar cálculos que representen el efecto que produciría el Equipamiento de Generación que el Usuario Final desea instalar. Dichos cálculos deberán recoger las características esenciales del Equipamiento de Generación y de la red de distribución en donde éste se emplace, incluyendo al menos, el comportamiento histórico de la demanda, según los requerimientos técnicos y las fórmulas que determine la norma técnica.

Artículo 49º.- Para el caso de un Equipamiento de Generación con Descuentos Remotos o de un Equipamiento de Generación Conjunta, la repartición mensual de inyecciones entre los distintos números de identificación de servicio, según se encuentra consignado en el contrato de conexión mencionado en el Artículo 28º del presente reglamento, deberán cumplir las siguientes exigencias:

- a) La suma de los porcentajes asignados a cada uno de los números de identificación de servicio deberá ser igual a cien por ciento; y,
- b) El porcentaje mensual asignado a un número de identificación en particular no podrá ser menor al valor obtenido de la siguiente formula:

$$\text{Porcentaje mínimo de Repartición Mensual } (\%) = \frac{0,5 [kW] * 100 [\%]}{\text{Capacidad instalada } [kW]}$$

Artículo 50º.- Las inyecciones de energía eléctrica que realicen los Usuarios Finales que dispongan de un Equipamiento de Generación, serán valorizadas al precio de nudo de energía que las Empresas Distribuidoras deban traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, incorporando las menores pérdidas eléctricas de la Empresa Distribuidora asociadas a estas inyecciones de energía

Artículo 54º.- Las inyecciones de energía valorizadas conforme al Capítulo 2 del presente título provenientes de un Equipamiento de Generación Conjunto, deberán ser descontadas de los cargos por suministro eléctrico de las facturaciones correspondientes a los números de identificación de servicio asociados a los propietarios del Equipamiento de Generación Conjunto, de acuerdo a las reglas de repartición de inyecciones establecidas en el contrato de propiedad conjunta.

